RESOLUCIÓN CNEE-138-2025
Guatemala, 22 de abril de 2025
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos en materia de su competencia; proteger los derechos de los usuarios; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, preceptúa que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos; la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referido a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en los artículos 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a usuarios del servicio de distribución final. Los artículos 61, 74, 76, 77 y 78 de la misma ley estipulan que, las tarifas a usuarios del servicio de distribución final serán determinadas por la Comisión y que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución –VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que para tal efecto la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá elaborar los Términos de Referencia del o de los Estudios del VAD, teniendo el derecho a supervisar el avance de los mismos, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

CONSIDERANDO:

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establecen que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y que estos tendrán una vigencia de cinco años.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 97 estipula que los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de distribución; por su parte, el artículo 98 del mismo reglamento, señala que cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario; y que en caso de omisión por parte del Distribuidor de enviar los estudios o correcciones a los mismos, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, quedará facultada para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente, con base en el estudio que ésta efectúe independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por la distribuidora.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el artículo 99 establece que, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlas en el Diario de Centro América, estableciendo además que en ningún caso la actividad de Distribución Final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente; en ese sentido, al no haber sido presentado el estudio tarifario por parte de la distribuidora, corresponde fijar y publicar las tarifas máximas definitivas que deberá aplicar la **Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj,** a sus usuarios finales, durante el quinquenio 2025-2030.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, la normativa citada, en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y su Reglamento,

RESUELVE:

I. Aprobar el estudio tarifario efectuado por la Gerencia de Tarifas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el cual servirá de base para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente a la **Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj.**

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

II. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa No Social**, en adelante "Usuarios" que atiende **Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj**, para el período comprendido del **uno de mayo de dos mil veinticinco al treinta de abril de dos mil treinta,** de la siguiente manera:

II.I. Acrónimos

AMM: Administrador del Mercado Mayorista
CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Distribuidora, distribuidora, Distribuidor o distribuidor: Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj
LGE: Ley General de Electricidad
NTDOID: Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución
RAMM: Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista
RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad
Usuario, usuario, Consumidor o consumidor: Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

II.II. Condiciones Generales

II.II.1. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar o modificar las condiciones del servicio contratado.

II.II.2. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios no afectos a la Ley de Tarifa Social y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.

II.II.3. Dentro de su área de concesión, la Distribuidora está obligada a conectar a sus redes de distribución a todo interesado en consumir energía eléctrica que lo requiera y que esté ubicado dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones (las que incluyen, entre otras: medidores, acometidas, transformadores, postes, conductores, retenidas, subestaciones); por lo que, al estar dentro de dicha franja, la distribuidora está obligada, sin costo para el usuario o interesado, a construir todas las instalaciones necesarias, correspondientes a redes de distribución de media y baja tensión, centros de transformación, equipos de protección y maniobra, acometida y medidor (incluyendo, entre otros costos: mano de obra, materiales, transporte), para poder conectarlo. Para tal efecto, la Distribuidora está obligada a obtener por su cuenta y costa los permisos ambientales correspondientes y las autorizaciones necesarias para poda y tala de árboles, entre otros.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

El interesado que estando fuera del área obligatoria llegue al límite de ésta mediante líneas propias o de terceros, tendrá derecho a que la distribuidora le suministre el Servicio de Distribución Final de energía eléctrica, siempre que estas instalaciones cumplan con lo establecido en las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID) y con las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

II.II.4. El interesado tendrá derecho a que la distribuidora le suministre toda la potencia y energía eléctrica que demande. En ese sentido, para la dotación de suministros o ampliación de la potencia contratada dentro del área obligatoria, o aquellos que estando afuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, la distribuidora podrá solicitar a los usuarios un aporte monetario con carácter de reembolsable. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito a la distribuidora y de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en el artículo 66 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En ese sentido, las condiciones del procedimiento y de la devolución de dicho aporte están reguladas en los artículos 48 de la Ley General de Electricidad; artículos del 71 al 74 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en la resolución CNEE-02-2009.

II.II.5. La Distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas o agencias comerciales y en su página web todos los formularios, formatos y afiches informativos, en los que se especifique y oriente, entre otros, los pasos, procedimientos, plazos y requisitos que se deben atender para realizar gestiones de conexión de nuevos servicios con o sin modificación de red, así como modificaciones, ampliaciones y recisiones de servicios existentes, además de gestiones para reconexiones y reclamos. Los formularios, formatos y afiches deberán ser estandarizados, para que la CNEE pueda fiscalizar y verificar que las condiciones y requisitos requeridos, cumplan con la normativa vigente.

La Distribuidora por única vez, remitirá en un plazo de treinta (30) días a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, una copia en formato digital de todos documentos indicados en el párrafo anterior. Posterior a este envío, cada vez que la distribuidora requiera modificar o adicionar nuevos formularios, formatos, afiches informativos y demás documentos de requisitos y condiciones, deberá remitirlos a la CNEE en un plazo máximo de treinta (30) días previo a su uso y publicación. La CNEE en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.

II.II.6. Para nuevas conexiones, la distribuidora deberá poner a disposición en sus oficinas comerciales y en su página web, afiches informativos de los requisitos que deben cumplirse por los interesados o usuarios, así como todos los formularios necesarios. Toda solicitud que realice el usuario o interesado deberá ser debidamente registrada por la distribuidora e informarle al usuario el número de caso; la distribuidora informará al usuario de forma inmediata si su solicitud cumple con todos los requisitos. De no ser así, deberá informar al usuario sobre las adecuaciones o requisitos que debe cumplir.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

A continuación, se presenta la información y requisitos que el usuario debe cumplir para solicitar un nuevo servicio:

a. Información del solicitante: Nombre completo, dirección, teléfono, correo electrónico cuando proceda, datos para facturación (razón social, Numero de Identificación Tributaria -NIT-, dirección de cobro, entre otros).
b. Copia del Documento Único de Identificación –DPI-.
c. Constancia de propiedad del inmueble del que solicita el servicio, o representación para solicitar el servicio.
d. Llenar formulario de características del servicio que solicita, de acuerdo al formato proporcionado por la Distribuidora.
e. Firmar Contrato de Suministro, el cual deberá estar de acuerdo con las normas de servicio aprobadas por la Comisión. La Distribuidora deberá entregar una copia del contrato al usuario.
f. Pago de la Garantía.

Una vez presentada la solicitud, cumpliendo todos los requisitos establecidos, la Distribuidora deberá cumplir con los plazos de conexión de suministro de electricidad establecidos en el artículo 68 del RLGE.

II.II.7. Respecto a la Garantía de Pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, podrá aportarse en forma monetaria o por medio de una fianza, y se calculará para cada categoría de usuario como el monto equivalente a dos facturas mensuales promedio de un usuario típico de su misma categoría; la distribuidora podrá exigir las actualizaciones necesarias de dicha garantía de pago cuando el consumo del usuario aumente o disminuya. Asimismo, cuando la garantía de pago se aporte en forma monetaria devengará una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto de la garantía de pago, la tasa de interés activa promedio ponderado mensual del sistema bancario, publicada por el Banco de Guatemala. Al rescindir el contrato, la distribuidora de oficio y sin requerimiento por parte del usuario, deberá hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía, más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes y costos que el usuario hubiere ocasionado. Este monto deberá ser devuelto a más tardar siete (7) días después de rescindido el servicio. Dado que el usuario establece una garantía, la distribuidora no deberá exigir fiador para la conexión de un nuevo servicio.

Con base a lo anterior, el monto que se reconoce quinquenalmente en tarifas por concepto del diferencial de tasas (activa y pasiva) de las garantías, será el que la Distribuidora demuestre que efectivamente haya pagado a los usuarios que hayan cancelado el servicio en el quinquenio anterior.

II.II.8. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora:

a. Tarifas de Baja Tensión del grupo a) y b) según se detalla en los apartados II.III.5 y II.III.6 respectivamente del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

suministrar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador o banco de transformadores, para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente (cuando aplique), transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección, y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

b. Tarifas de Media Tensión del grupo b) según se detalla en el apartado II.III.6 del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en media tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario o punto acordado de conexión; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente (cuando aplique), transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección, y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

   La medición podrá realizarse en media tensión o en baja tensión, en este último caso la Distribuidora podrá adicionar un porcentaje de corrección por pérdidas del transformador MT/BT de energía igual a 1.53% y de potencia de 1.58%.

c. Tarifas del grupo c) según se detalla en el apartado II.III.7 del presente Pliego Tarifario: corresponde la Distribuidora suministrar el servicio en media tensión o baja tensión, de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye la red de media tensión y la acometida, para el caso de tarifas de baja tensión corresponderá la instalación y suministro del banco de transformación MT/BT. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

A partir del medidor, todas las instalaciones interiores del inmueble serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición será a cuenta de la distribuidora cuando los daños a estos equipos sean por causas debidas a: **i.** Al deterioro natural, **ii.** Defectos de fabricación, **iii.** Obsolescencia de los mismos, o **iv.** Cuando sea causada por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta; salvo cuando se demuestre que los daños a dichos equipos son responsabilidad del usuario, será éste el responsable de la reposición. La Distribuidora tiene la obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando cuadrilla que instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

II.II.9. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los treinta (30) días siguientes a su fecha de emisión. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión, para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación, en períodos mayores a los anteriormente establecidos.

II.II.10. La Distribuidora, en el mismo período de facturación, realizará la medición de todos los parámetros requeridos, de acuerdo a la categoría tarifaria del usuario, para que con estos parámetros pueda emitir la factura correspondiente al Usuario. Bajo ninguna circunstancia, la Distribuidora podrá realizar estimación de consumo de energía y potencia de los usuarios, salvo que se cumpla lo indicado en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En dicho caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología para la estimación de consumos.

II.II.11. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo, conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre la Distribuidora y las Municipalidades.

II.II.12. El pago de la factura por servicio podrá realizarse en las agencias u oficinas comerciales dispuestas por la distribuidora, o bien a través de los agentes recaudadores autorizados por la misma (sistema bancario nacional, cooperativas, entre otros). De igual forma la distribuidora deberá habilitar los sistemas informáticos que permitan al usuario realizar sus pagos por vía remota (página WEB, banca electrónica, aplicaciones móviles, entre otros), todo ello en función de facilitar a los usuarios la realización del pago por el servicio. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos, lo cual se podrá informar en la factura que reciben en cada período de facturación. La Distribuidora podrá hacer uso del reverso de su factura para informar al usuario, respecto a los temas que la CNEE le requiera.

II.II.13. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta (30) días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.

II.II.14. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio, de manera individual, la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación por escrito, en el caso que el Usuario tenga pendiente

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones y hayan transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la distribuidora no podrá seguir facturando consumos al Usuario. La Distribuidora por ningún motivo podrá realizar cortes de manera colectiva o generalizada, ya que el derecho que le otorga el artículo 50 de la LGE establece que el corte del servicio debe ser de manera individual.

II.II.15. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. A partir del momento en que el Usuario abone las facturas adeudadas, más el cargo por interés por mora y el cargo por corte y reconexión, la Distribuidora deberá restablecer el suministro de electricidad dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse efectuado el pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

II.II.16. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de requerir su prolongación, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. El consumo de un servicio temporal deberá medirse utilizando un medidor adecuado a la categoría tarifaria que corresponda. Los servicios temporales para los fines de control y facturación, serán tratados como un suministro normal, asignándoles el correspondiente Número de Identificación del Suministro, y deberá ser reportado a esta Comisión dentro de las bases de datos comerciales y de facturación, indicando su condición de servicio temporal. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, escenarios en eventos especiales, entre otros. Se exceptúan sistemas de riego y actividades agrícolas estacionales

Para este servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado el presupuesto de mano de obra y materiales fungibles. Para el montaje y desmontaje de la instalación temporal del suministro de energía eléctrica, la Distribuidora aplicará la categoría tarifaria que corresponda y podrá requerir una garantía de pago de hasta dos (2) meses de facturación. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron. Adjunto al reporte semestral remitido en cumplimiento de la metodología para el control de la calidad del servicio comercial de las NTSD, la distribuidora deberá enviar un informe a la CNEE, que contengan los datos comerciales de los usuarios con servicio temporal, incluyendo: i. Solicitudes de los servicios temporales atendidos, indicando el valor de presupuesto de conexión; ii. Detalle y montos de las devoluciones realizadas. En caso, que exista desacuerdo en la prestación del servicio temporal, el presupuesto de obras, aplicación de tarifas y devoluciones, el usuario podrá presentar su queja a la Distribuidora, de no ser atendida deberá presentar la denuncia correspondiente a esta Comisión.

II.II.17. Si un Gran Usuario desea contratar su suministro con la Distribuidora, y esta cuenta con la disponibilidad de potencia y energía para suministrarle, puede optar por alguna de las categorías tarifarias del grupo b). Para el efecto, el plazo del contrato será definido por la Distribuidora en

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

función de su disponibilidad de potencia. En caso de no continuar con el contrato el Gran Usuario deberá notificarlo a la Distribuidora con 3 meses de antelación a la fecha del vencimiento del plazo contractual y deberá cancelar a la Distribuidora el monto de la potencia contratada correspondiente a los meses que falten para el vencimiento del contrato.

II.II.18. Es obligación de la Distribuidora, hacer públicas las Condiciones Generales de prestación del servicio, aprobadas en la presente resolución. Las mismas deberán incluirse entre la información a proveer a sus Usuarios, de acuerdo a lo establecido en el inciso h) del artículo 12 de las NTSD, adicionalmente, dichas condiciones, conjunta con los derechos y obligaciones de los usuarios, deberán ser puestas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, página web, redes sociales y otros medios de comunicación de la Distribuidora, así como hacer las campañas de comunicación que considere necesarias para hacerlas de conocimiento de todos los usuarios. La CNEE cuando así lo considere podrá requerir las adecuaciones pertinentes a las publicaciones que realice la distribuidora, en cuanto al contenido, tamaño de letra, diseño, entre otros.

II.III. Categorías Tarifarias

II.III.1. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final de la distribuidora deberán estar asignados a una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario. La Distribuidora hará del conocimiento de las tarifas disponibles al Usuario para que éste pueda establecer la tarifa que le aplique, de acuerdo a sus características y requerimientos de consumo, así como del nivel de tensión al que requiere conectarse. En caso de que el Usuario no la pueda determinar, la distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario. Una vez establecida la tarifa correspondiente, esta tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses. Transcurrido este plazo podrá darse las siguientes condiciones, si:

a. El usuario considera o requiere la aplicación de otra categoría tarifaria podrá solicitarla a la Distribuidora, debiendo ésta realizar las adecuaciones y cambios pertinentes en los plazos que defina las NTSD.
b. La Distribuidora detecta que el usuario del grupo tarifario a) supera el límite de 11 kW en dos períodos de facturación consecutivos, la Distribuidora tendrá cinco días máximos después de la emisión de la primera y la segunda facturación, para notificar por escrito al usuario para que corrija dicha situación; si el usuario no corrige y por consiguiente su Potencia Máxima excede el límite de 11 kW nuevamente, la Distribuidora podrá reclasificar al usuario en alguna de las tarifas del grupo b), aplicando la categoría tarifaria que más convenga al usuario, la cual tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses. Luego de este período el usuario podrá volver a requerir su reclasificación tarifaria.
   A partir de la vigencia del presente pliego, la Distribuidora deberá verificar cada doce (12) meses si la tarifa aplicada a cada usuario, así como la potencia contratada, son las más adecuadas a las características de su consumo, debiendo informarle de forma escrita a éste sobre la conveniencia de cambio de tarifa, o sobre el posible ajuste a la Potencia

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Contratada si este fuera el caso. La distribuidora podrá hacer uso de la factura o su reverso para informar a los usuarios.
Adicionalmente, la Distribuidora dentro del plazo de tres (3) meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Pliego Tarifario, deberá incluir en su página web una herramienta que permita a cada usuario verificar de forma mensual su facturación, sugiriéndole otras opciones tarifarias, con las cuales puede obtener un ahorro. Esta herramienta podrá ser fiscalizada por la CNEE en la forma y con los medios que determine. La Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre las potencias y energías demandadas, y demás parámetros de facturación de hasta los últimos veinticuatro (24) meses.

II.III.2. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres grupos: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya Potencia Máxima Demandada es menor o igual a once kilovatios (11 kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya Potencia Máxima Demandada es mayor de once kilovatios (11 kW); y c) Usuarios con servicio en baja o media tensión que ostentan la calidad de Gran Usuario otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, y por consiguiente estén inscritos en el Registro de Grandes Usuarios y que utilizan la red de la Distribuidora para ser suministrados por un comercializador o generador.

II.III.3. De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley, la Potencia Contratada será establecida en el contrato de suministro, a solicitud del usuario y con el asesoramiento de la Distribuidora. El usuario podrá reducir el valor de dicha potencia en períodos no menores a seis (6) meses. En caso el usuario requiera ampliar el valor de la Potencia Contratada, los plazos para que la Distribuidora atienda lo requerido están definidos en las NTSD. La Distribuidora no podrá establecer límites mínimos de la potencia que el usuario requiera contratar independientemente del grupo tarifario al que corresponda; el valor de Potencia Contratada será establecido en unidades y décimas de kilovatio (000.0 kW).

Si la distribuidora determina que la Potencia Máxima Demandada por el usuario supera la Potencia Contratada, tendrá derecho de cobrar el exceso de acuerdo a lo establecido en las NTSD. Si luego de haberle notificado en dos períodos de facturación consecutivos sobre dicha situación, el usuario no realiza las correcciones pertinentes, repitiéndose esta condición en el tercer período de facturación la Distribuidora procederá a incrementar la Potencia Contratada y la aplicará en la tercera facturación, hasta por el valor máximo de las Potencias Máximas Demandadas en estos tres meses; dicha situación será informada al usuario. El valor modificado tendrá una vigencia de por lo menos seis meses.

II.III.4. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:

a. Potencia Contratada: Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una Potencia Máxima Demandada igual a dicho valor suscrito.

b. Potencia Máxima Demandada: Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en períodos de 15 minutos, medidos durante cada día del período de facturación.
c. Potencia de Punta Demandada: Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en períodos de 15 minutos, medidos durante el período de demanda máxima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, de cada día del período de facturación.
d. Cargo por Consumidor (CF): Es el cargo único aplicado en el período de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora por nivel de tensión, por tipo de tarifa y por sistema de medición instalado, para usuarios con servicio activo.
e. Cargo Unitario por Energía (CUE): Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía total consumida en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definan en el presente pliego.
f. Cargo por Energía (CE): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario en el período de facturación.
g. Cargo por Energía de Punta (CEP): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
h. Cargo por Energía Intermedia (CEI): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
i. Cargo por Energía de Valle (CEV): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
j. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa): Es el cargo relacionado directamente con el consumo adicional de energía eléctrica, al consumo típico de los usuarios del grupo tarifario por nivel de tensión, realizado en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
k. Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP): Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía consumida en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, del período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

energía eléctrica en el período de demanda máxima y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.

l. Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI): Es el cargo único por energía que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía consumida en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, del período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda media y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.

m. Cargo Unitario por Energía Valle (CUEV): Es el cargo único por energía que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía consumida en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, del período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda mínima y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.

n. Cargo Unitario por Energía Valle adicional (CUEVa): Es el cargo único por energía adicional al consumo típico de los usuarios del grupo tarifario por nivel de tensión, que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de las compras adicionales de energía consumida en el período de demanda mínima del período de facturación, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda mínima y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.

o. Cargo por Potencia de Punta (CPP): es el cargo aplicado a la Potencia de Punta Demandada registrada en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.

p. Cargo por Potencia Máxima (CPMax): es el cargo aplicado a la Potencia Máxima Demandada durante el período de facturación.

q. Cargo por Potencia Contratada (CPC): es el cargo relacionado con la Potencia Contratada, vigente en el período de facturación. El exceso de la Potencia Máxima Demandada respecto a la Potencia Contratada durante el período de facturación se cobrará de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución – NTSD-.

r. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CPEP): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el período de facturación, para los usuarios del grupo c).

s. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el período de facturación, para los usuarios del grupo c).

t. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CPEV): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el período de facturación, para los usuarios del grupo c).

II.III.5. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo a):

a. Baja Tensión Simple (BTS): es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que no estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE), que se aplica a la energía total medida en el período de facturación.

b. Baja Tensión Simple Horaria (BTSH): es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general y cualquier uso de la energía eléctrica. Esta tarifa se podrá implementar a futuro, para usuarios cualificados, con el objetivo de permitir el uso eficiente de la energía y potencia por parte de los usuarios que puedan adecuar su consumo o utilizar la energía en los horarios fuera de punta, incentiva el uso de la energía en el período de demanda mínima, permitiendo eficientizar el consumo total de los usuarios de la distribuidora; ejemplos de uso, entre otros: carga para transporte y movilidad eléctrica, programación de equipos eléctricos para que consuman fuera del horario de punta, programación de bombeo.

   La medición se realizará con un medidor de energía simple por banda horaria, ajustado a las bandas horarias que sean definidas. Así mismo, cuando la CNEE, en coordinación o a requerimiento de la Distribuidora, determine la viabilidad de instalar los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) que resulte en un beneficio para los usuarios se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica. La Distribuidora no podrá utilizar las bases de datos de los usuarios para su comercialización u otros intereses, ajenos a la prestación del servicio de distribución final.

   Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP), un Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI), un Cargo Unitario por Energía de Valle (CUEV) y un Cargo Unitario por Energía de Valle adicional (CUEVa).

c. Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA): es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios Autoproductores con excedentes de energía, la medición se realiza con medidor de energía bidireccional sin medición de potencia. Está compuesta por

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el Cargo Unitario por Energía en sus diferentes cargos de potencia y energía, para que permita la aplicación, facturación y registro de los excedentes de energía, de acuerdo a lo establecido en la normativa específica que rige a este tipo de usuarios.

d. Alumbrado Público (AP): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado público municipal y ornamentación iluminada, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE).

e. Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado privado e instalaciones publicitarias iluminadas, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: Vallas publicitarias, murales, alumbrado privado, objetos publicitarios iluminados ("walking-pads", "opis" y "mupis), entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE).

f. Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de equipos de señalización, vigilancia y comunicaciones; con características de funcionamiento y consumo continuo u homogéneo durante el día, conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: semáforos, cámaras de vigilancia, equipos de telecomunicaciones o transmisión de señales como: amplificadores, repetidores, casetas telefónicas, entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE).

II.III.6. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo b):

a. Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP): es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.0 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

b. Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP): es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.0 kW-mes, la medición se realiza con

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

c. Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD): es una Tarifa en Baja Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria, medición de Potencia Máxima Demandada y medición de Potencia de Punta Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

   Se implementa esta tarifa para incentivar el consumo de energía y potencia en los horarios fuera de punta, y específicamente en el período de demanda mínima. Para el efecto la Distribuidora deberá instalar medidores con la capacidad de discriminar específicamente la demanda de potencia en el horario de punta, y así realizar los cargos únicamente al consumo de potencia en esta banda horaria.

   Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad de los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) en beneficio de los usuarios, se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica.

d. Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP): es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.0 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

e. Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP): es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.0 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

f. Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD): es una Tarifa en Media Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria, medición de Potencia Máxima Demandada y medición de Potencia de Punta Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Se implementa esta tarifa para incentivar el consumo de energía y potencia en los horarios fuera de punta, y específicamente en el período de demanda mínima. Para el efecto la Distribuidora deberá instalar medidores con la capacidad de discriminar específicamente la demanda de potencia en el horario de punta, y así realizar los cargos únicamente al consumo de potencia en esta banda horaria.
Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad de los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) en beneficio de los usuarios, se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica.

g. Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA): es una Tarifa en Baja Tensión con demanda máxima aplicable a usuarios autoproductores con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional, Potencia Máxima Demandada y Potencia de Punta Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
h. Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDA): es una Tarifa en Media Tensión con demanda máxima aplicable a usuarios autoproductores con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional, Potencia Máxima Demandada y Potencia de Punta Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

II.III.7. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo c):

a. Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT): Es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está compuesta por un Cargo por Pérdidas de Energía de Punta (CEP), Cargo por Pérdidas de Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Pérdidas de Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPMax).
b. Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT): Es una tarifa en Media Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está compuesta por un Cargo por Pérdidas de Energía de Punta (CEP), Cargo por Pérdidas de Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Pérdidas Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPMax).

II.III.8. Los usuarios del grupo a) inicialmente corresponderán a la categoría tarifaria Baja Tensión Simple (BTS). Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad de la implementación de las tarifas Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), los usuarios del grupo a) que

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

deseen utilizar dichas tarifas, deberán cumplir los requisitos que se definan y seguir el procedimiento que para el efecto establezca la CNEE.

II.III.9. Para los usuarios dentro de las categorías tarifarias BTDP, BTDFP, MTDP y MTDFP, la determinación de su participación en punta será cuando el Factor de Carga promedio del Usuario, sea mayor o igual a 0.6; en caso contrario se establecerá como fuera de punta. El Factor de Carga Promedio del Usuario se calcula como el cociente de dividir la energía promedio del Usuario entre el producto de: la demanda máxima mensual promedio por el número de horas del mes, tomando como base de cálculo los registros de mediciones de los últimos seis (6) meses.

II.III.10. Para las categorías tarifarias BTSH, BTHD y MTHD se incluyen los cargos por energía en la Banda Horaria de Valle adicional, mismos que se refieren a las compras adicionales a la energía consumida típicamente por cada grupo de usuarios a los que pertenecen dichas categorías tarifarias. En este sentido los usuarios tendrán derecho a la aplicación de dichos cargos, para consumos adicionales al porcentaje característico de compras del grupo tarifario correspondiente de acuerdo a su nivel de tensión. Así, los porcentajes de consumo típico de energía en la banda horaria de valle de cada grupo tarifario resultantes del estudio de caracterización, y que se definen para su aplicación inicial, son los siguientes:

Categoría tarifaria	% de consumo típico de energía en la banda horaria de valle del grupo tarifario
BTSH	22.01579%
BTHD	18.07075%
MTHD	23.45116%

Estos porcentajes podrán ser modificados mediante una resolución por esta Comisión, cuando se determine que existen cambios en el consumo típico de los usuarios de estas categorías.

II.III.11. Para la implementación y aplicación de las siguientes categorías tarifarias: BTSH, BTHD y MTHD del presente pliego tarifario, la distribuidora deberá realizar todas las adecuaciones comerciales, operativas, así como de instalaciones y equipos necesarios para la correcta aplicación de las nuevas tarifas. Asimismo, corresponderá a la Distribuidora implementar un programa para incentivar el uso y el traslado de los usuarios a estas tarifas horarias, según corresponda, buscando de esta manera privilegiar el uso eficiente de la energía y la potencia, en beneficio de todos los usuarios de la distribuidora.

Ante la solicitud de un nuevo usuario o un usuario existente que requiera la aplicación de las referidas tarifas, la Distribuidora dispondrá de los plazos establecidos en las NTSD.

II.III.12. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios, tarifas y categorías distintas a las aprobadas en el presente pliego tarifario, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

II.III.13. Cuando la Distribuidora determine que un Usuario de los grupos tarifarios b) y c) tiene un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en la NTSD, la Distribuidora tendrá derecho a penalizar con un recargo equivalente al tres por ciento (3%) del valor facturado de los cargos de distribución, sin IVA, de la opción tarifaria correspondiente por cada centésima (0.01) en que dicho factor esté por debajo del límite establecido en la NTSD. Dicha penalización podrá ser aplicada hasta que el usuario corrija su situación; la distribuidora hará de conocimiento del usuario dicha situación en cada factura, instándolo a corregir el factor de potencia. Para este caso, se entenderá por cargos por distribución, para los usuarios del grupo b) como el Cargo por Potencia Contratada (CPC) y para los usuarios del grupo c) como el Cargo por Potencia Máxima (CPMax), correspondiente a distribución. Esta penalización no podrá aplicarse sobre cualquier otro cargo tarifario.

II.III.14. Para los usuarios de las tarifas del grupo c), de acuerdo a lo establecido en el artículo 70 de la Ley General de Electricidad, el Peaje en Función de Transportista se cobrará en función a la Potencia Máxima Demandada, por lo que la Distribuidora no podrá utilizar otro parámetro o valor de potencia distinto a este valor.

II.III.15. Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía (UAEE):

a. Usuarios Autoproductores sin Demanda (BTSA): Para el caso de usuarios Autoproductores sin demanda (BTSA), si existe un exceso en la inyección de potencia por sobre el límite de los 11 kW (fijado para el retiro de potencia del sistema sin ser reclasificado como usuario con demanda) y la Distribuidora establece y documenta que es necesario efectuar una modificación o ampliación de la red de distribución para atender a dicho usuario, los costos asociados a dicha modificación o ampliación, estarán a cargo del usuario Autoproductor.
b. Usuarios Autoproductores con Demanda (BTDA y MTDA): Para los usuarios Autoproductores con Demanda (BTDA y MTDA), el cobro de los cargos por potencia que efectúe la Distribuidora de acuerdo a la tarifa correspondiente se realizará en función de los valores de consumo. En el caso de que la potencia inyectada por el usuario Autoproductor sea superior a la potencia consumida y la Distribuidora establece y documenta que es necesario efectuar una modificación o ampliación de la red de distribución para atender a dicho usuario, los costos asociados a dicha modificación o ampliación estarán a cargo del usuario Autoproductor.

II.IV. Pliego Tarifario

PRECIOS BASE

II.IV.1. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, período del 1 mayo de 2025 al 30 de abril del 2026, los precios base serán los siguientes:

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas no afectas a Tarifa Social
PPST	57.367998	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social y Social
PEST$_{BTS}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS
PEST$_{BTSA}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS Autoproductores
PEST$_{AP-APPN}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de la energía AP
PEST$_{VSC}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST$_{BTDP}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST$_{BTDA}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Autoproductores
PEST$_{BTDFP}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST$_{MTDP}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST$_{MTDA}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Autoproductores
PEST$_{MTDFP}$	0.871380	Q/kwh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST$_{PUNTA}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST$_{INTERMEDIA}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST$_{VALLE}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST$_{VALLEa}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

II.IV.2. Las componentes de Costos del VAD (CCVAD) son las siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	219.478140	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDMT	89.795199	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

II.IV.3. Los Cargos Base por Consumidor (CF) son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
$CF0_{MTDA}$	1059.270440	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda Autoproductores
$CF0_{MTD}$	888.773768	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda
$CF0_{BTDA}$	420.427250	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda Autoproductores
$CF0_{BTD}$	340.696611	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
$CF0_{BTS}$	17.775475	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple
$CF0_{BTSA}$	21.330570	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple Autoproductores

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

II.IV.4. Las Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son las siguientes:

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.100463	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.047724	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	1.108336	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.108336	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.049319	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

II.IV.5. Constantes resultantes del Estudio de Caracterización de la Carga:

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT	FCRedMTP	FCI	FCIP	FPCont
BTS	0.634656	463.298519	1.000000	1.000000				
BTSA	0.608948	444.532126	0.970706	0.970706				
AP-APPN	0.494191	360.759215	1.000000	1.000000				
VSC	0.919969	671.577164	0.963504	0.963504				
BTDP			0.952593	0.952593		0.853765		0.718006

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT	FCRedMTP	FCI	FCIP	FPCont
BTS	0.634656	463.298519	1.000000	1.000000				
BTDFP			0.811462	0.811462		0.479205		0.665708
BTHD			0.952593	0.952593	0.952593	0.853765	0.898111	0.718006
BTDA			0.922153	0.922153	0.922153	0.927104	0.989656	0.742935
MTDP				0.607044		0.946693		0.761263
MTDFP				0.922430		0.660684		0.799208
MTHD				0.607044	0.952593	0.946693	0.898111	0.761263
MTDA				0.922153	0.922153	0.927104	0.989656	0.979190
PeajeFT_BT			0.951098	0.951098		0.660650		
PeajeFT_MT				0.951098		0.660650		

II.IV.6. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
$\%E_{BTS}$	22.756946%	52.249376%	24.993678%
$\%E_{BTSA}$	24.833119%	37.600645%	37.566236%
$\%E_{AP-APPN}$	32.677051%	1.986218%	65.336731%
$\%E_{VSC}$	18.257717%	51.858180%	29.884104%
$\%E_{BTDP}$	17.161854%	52.726542%	30.111603%
$\%E_{BTDFP}$	15.793908%	63.997215%	20.208877%
$\%E_{BTDA}$	25.076704%	38.723067%	36.200229%
$\%E_{MTDP}$	17.161854%	52.726542%	30.111603%
$\%E_{MTDFP}$	18.494286%	55.036038%	26.469676%
$\%E_{MTDA}$	25.076704%	38.723067%	36.200229%

De acuerdo con el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Comisión podrá definir la duración de las bandas horarias y, cuando las condiciones lo ameriten, actualizar los factores detallados anteriormente.

II.IV.7. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPot	1.015225	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.915194	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.915194	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

II.IV.8. Ponderadores para el costo de potencia, a ser recuperado con cargo a la energía por banda horaria:

Ponderador	Valor	Definición
PP_{BTSH}	0.400000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda de Punta. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

PI_{BTSH}	0.600000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda Intermedia. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.
PV_{BTSH}	0.000000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda de Valle. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.

II.IV.9. Ponderador de asignación del PPOEVALLE:

Factor	Valor	Definición
%A	33.33%	Ponderador para trasladar los costos adicionales en la Banda de Valle. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.

ESTRUCTURA TARIFARIA

II.IV.10. BTS – BAJA TENSIÓN SIMPLE

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTS} = CF0_{BTS} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTS} = PEST_{BTS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior
Cargos por potencia: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior

II.IV.11. BTSH – BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSH} = CF0_{BTS} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP)

$$CUEP_{BTSH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT\right] \cdot \frac{PP_{BTSH}}{\%EP_{BTSH}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

c. Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI)

$$CUEI_{BTSH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT\right] \cdot \frac{PI_{BTSH}}{\%EI_{BTSH}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

d. Cargo Unitario por Energía de Valle (CUEV)

$$CUEV_{BTSH} = PEST_{VALLE} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT\right] \cdot \frac{PV_{BTSH}}{\%EV_{BTSH}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

e. Cargo Unitario por Energía de Valle adicional (CUEVa)

$$CUEVa_{BTSH} = PEST_{VALLEa} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT\right] \cdot \frac{PV_{BTSH}}{\%EV_{BTSH}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

Cargos por energía de las literales b, c, d y e: corresponden a los componentes 1 y 5 de las fórmulas correspondientes.
Cargos por potencia de las literales b, c, d y e: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de las fórmulas correspondientes.

II.IV.12. BTSA – BAJA TENSIÓN SIMPLE AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSA} = CF0_{BTSA} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSA} = PEST_{BTSA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

Cargos por energía de generación y transporte: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior.
Cargo por potencia de generación y transporte: corresponden al componente 2 de la fórmula anterior.
Cargos por potencia de distribución: corresponden a los componentes 3 y 4 de la fórmula anterior.

II.IV.13. AP – ALUMBRADO PUBLICO

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{AP} = PEST_{AP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{AP-APPN}}{FC_{AP-APPN} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{AP-APPN}}{FC_{AP-APPN} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP-APPN}}{FC_{AP-APPN} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Cargos por energía: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior.
Cargos por potencia: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior.

II.IV.14. APPN – ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{APN} = PEST_{AP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{AP-APPN}}{FC_{AP-APPN} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{AP-APPN}}{FC_{AP-APPN} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP-APPN}}{FC_{AP-APPN} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

II.IV.15. VSC – VIGILANCIA, SEÑALIZACIÓN O COMUNICACIONES

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{VSC} = PEST_{VSC} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior
Cargos por potencia: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior

II.IV.16. BTHD – BAJA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTHD} = CF0_{BTD} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{BTHD} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTHD} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{BTHD} = PEST_{VALLE} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

e. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTHD} = PPST \cdot FCRedMTP_{BTHD} \cdot FCIP_{BTHD} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

f. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTHD} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTHD} \cdot FCI_{BTHD} \cdot FPCont_{BTHD} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{BTHD} \cdot FCI_{BTHD} \cdot FPCont_{BTHD} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

II.IV.17. BTDP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDP} = CF0_{BTD} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDP} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDP} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDP} \cdot FCl_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCl_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.18. BTDFP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDFP} = CF0_{BTD} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDFP} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDFP} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDFP} \cdot FCl_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCl_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.19. MTDP – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDP} = CF0_{MTD} \cdot FACF_{MT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDP} = PEST_{MTDP} \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDP} = PPST \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDP} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCl_{MTDP} \cdot FPCont_{MTDP} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.20. MTDFP – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDFP} = CF0_{MTD} \cdot FACF_{MT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDFP} = PPST \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDFP} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCl_{MTDFP} \cdot FPCont_{MTDFP} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.21. MTHD – MEDIA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTHD} = CF0_{MTD} \cdot FACF_{MT}$$

b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{MTHD} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{MTHD} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEMT + AT_n$$

d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{MTHD} = PEST_{VALLE} \cdot FPEMT + AT_n$$

e. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTHD} = PPST \cdot FCRedMTP_{MTHD} \cdot FCIP_{MTHD} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

f. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTHD} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTHD} \cdot FCI_{MTHD} \cdot FPCont_{MTHD} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.22. BTDA – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDA} = CF0_{BTDA} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDA} = PEST_{BTDA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDA} = PPST \cdot FCRedMTP_{BTDA} \cdot FCIP_{BTDA} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDA} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.23. MTDA – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDA} = CF0_{MTDA} \cdot FACF_{MT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDA} = PEST_{MTDA} \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia de Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDA} = PPST \cdot FCRedMTP_{MTDA} \cdot FCIP_{MTDA} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDA} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDA} \cdot FCI_{MTDA} \cdot FPCont_{MTDA} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

II.IV.24. PeajeFT_BT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN

a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)

$$CEP_{PeajeFT_BT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)

$$CEI_{PeajeFT_BT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)

$$CEV_{PeajeFT_BT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$\begin{aligned} CPMax_{PeajeFT_BT} = {} & PPST \cdot FCRedMT_{PEAJEFT_{BT}} \cdot FCI_{PEAJEFT_{BT}} \cdot (FPPBT \cdot FPPMT - 1) \cdot FAPot + \\ & CDBT \cdot FCRedBT_{PEAJEFT_{BT}} \cdot FCI_{PEAJEFT_{BT}} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + \\ & CDMT \cdot FCRedMT_{PEAJEFT_{BT}} \cdot FCI_{PEAJEFT_{BT}} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} \end{aligned}$$

Cargos por generación: corresponden a la componente 1 de la fórmula anterior
Cargos por distribución: corresponden a los componentes 2 y 3 de la fórmula anterior

II.IV.25. PeajeFT_MT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSIÓN

a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)

$$CEP_{PeajeFT_MT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)

$$CEI_{PeajeFT_MT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)

$$CEV_{PeajeFT_MT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$\begin{aligned} CPMax_{PeajeFT_BT} = {} & PPST \cdot FCRedMT_{PEAJEFT_{MT}} \cdot FCI_{PEAJEFT_{MT}} \cdot (FPPMT - 1) \cdot FAPot + \\ & CDMT \cdot FCRedMT_{PEAJEFT_{MT}} \cdot FCI_{PEAJEFT_{MT}} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} \end{aligned}$$

Cargos por generación: corresponden a la componente 1 de la fórmula anterior
Cargos por distribución: corresponden a la componente 2 de la fórmula anterior

II.IV.26. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR)

El cargo por reconexión es el aplicado para la reposición del servicio de conformidad con el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

$$CACYR_{BTS-BTSH-BTSA_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTS-BTSH-BTSA_0}$$

$$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTDP-BTFP-BTDA-BTHD_0}$$

$$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{MTDP-MTFP-MTDA-MTHD_0}$$

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Donde:

$CACYR_{BTS-BTSH-BTSA_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTS, BTSH, BTSA
$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD
$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDA, MTHD
$FACACYR_m$	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
$CACYR_{BTS- BTSH-BTSA_0}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTS, BTSH, BTSA
$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_0}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD
$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_0}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDA, MTHD

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
$CACYR_{BTS- BTSH-BTSA_0}$	230.790000	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA.
$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_0}$	287.560000	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD.
$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_0}$	392.610000	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTDA, MTHD.

Cuando solo exista la acción de corte del Servicio de Distribución Final de electricidad, corresponderá aplicar únicamente el cincuenta por ciento (50%) del valor indicado.

FÓRMULAS DE AJUSTE

II.IV.27. Ajuste Trimestral:

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres (3) meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente, para ser trasladados a tarifas de distribución, conforme a lo siguiente:

$$CCPR_n = \sum_{i=1}^{3} CP_i$$

Donde:

$CCPR_n$	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
CP_i	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

$$CCER_n = \sum_{i=1}^{3} CE_i$$

Donde:

$CCER_n$	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n.
CE_i	Costos de Energía para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Energía cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarD} \left(DF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1} \right) - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarETNS} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1} \right)$$

Donde:

APP_n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
$CCPR_n$	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
$DF_{t,i+1}$	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
tarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
$PTP_{t,i+1}$	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
ntarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
$PFP_{t,i+1}$	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

$$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarTNS} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTE_{t,i+1} \cdot PFE_{t,i+1} \right)$$

Donde:

APE_n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
$CCER_n$	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductor (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
$PTE_{t,i+1}$	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1.
$PFE_{t,i+1}$	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR_n	Costos Reales en el trimestre n, corresponden a costos eficientes que podrán ser incluidos en tarifas, de acuerdo al artículo 60 de la LGE y artículos 82 y 83 del RLGE. Se definen los siguientes: i) Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, ii) Cargos por operación del Ente Operador Regional (EOR), iii) Cargo por operación de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), iv) Costo de Garantía de Pago establecido en los Contratos Existentes, esto con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Para la inclusión de cada uno de los costos indicados, la Distribuidora deberá entregar el detalle e integración de los pagos realizados y el detalle y especificaciones de los cuales resultan dichos cargos; asimismo la Distribuidora deberá demostrar que ha realizado las gestiones pertinentes para que dichos costos resulten en costos eficientes, para que la Comisión los pueda trasladar a tarifas. La Comisión con base en el artículo 83 del RLGE, no trasladará a las tarifas aquellos costos que considere excesivos o que no correspondan al ejercicio de la actividad.

El saldo no ajustado en el trimestre n se calcula como:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * \sum_{t=1}^{ntarTNS} EF_{t,n-1}$$

Donde:

SNA_n	Saldo No Ajustado en trimestre n
n - 1	Trimestre anterior al que está siendo calculado

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

$$AT_n = \frac{APP_n + APE_n + APO_n + SNA_n - APENR_n - APPNR_n}{EP_{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{EP_{n+1}}$$

Donde:

AT_n	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR_{n+1}	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
EP_{n+1}	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1
$APENR_n$	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
$APPNR_n$	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

II.IV.28. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de energía no reconocidas de la manera siguiente:

$$APENR^{TNS}{}_n = MPRE^{TNS}{}_n - MPAE^{TNS}{}_n$$

Donde:

$APENR^{TNS}{}_n$	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$MPRE^{TNS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$MPAE^{TNS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

$$MPRE^{TNS}{}_n = CCER_n{}^{TNS} \cdot PRE_n$$

Donde:

$MPRE^{TNS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$CCER_n{}^{TNS}$	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE_n.

$$PRE_n = \left(\frac{CED_n - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarTOT} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTE'_{t,i+1} \right)}{CED_n} \right)$$

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

CED_n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductor (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
$PTE'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en para $PTE'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

$$MPAE^{TNS}{}_n = \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarTNS} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTE''_{t,i+1} \cdot PE_i \right)$$

Donde:

$MPAE^{TNS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductor (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
$PTE''_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTEt,i+1 radica en que para PTE´´t,i+1 los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTEt,i+1 - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

PEi	Precio de compra de energía promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn y la energía considerada en CEDn.

El $APENR^{TNS}{}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Sí $MPRE_n^{TNS} - MPAE_n^{TNS} \leq 0 \rightarrow APENR_n^{TNS} = 0$
- Sí $MPRE_n^{TNS} - MPAE_n^{TNS} > 0 \rightarrow APENR_n^{TNS} = MPRE_n^{TNS} - MPAE_n^{TNS}$

II.IV.29. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de potencia no reconocidas de la manera siguiente:

$$APPNR^{TNS}{}_n = MPRP^{TNS}{}_n - MPAP^{TNS}{}_n$$

Donde:

APPNR$^{TNS}{}_n$	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPRP$^{TNS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPAP$^{TNS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

$$MPRP^{TNS}{}_n = CCPR^{TNS}{}_n \cdot PRP_n$$

Donde:

MPRP$^{TNS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCPR$^{TNS}{}_n$	Costos de Compra de Potencia Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP$_n$.

$$PRP_n = \left(\frac{CPD_n - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarD} \left(DF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \right) - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarETOT} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \right)}{CPD_n} \right)$$

Donde:

PRP$_n$	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

CPD_n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
$DF_{t,i+1}$	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
$PTP'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductor (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC) y Tarifa Social (BTSS).
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

$$MPAP^{TNS}{}_n = \sum_{i=1}^{3}\sum_{t=1}^{ntarETNS}\left(EF_{t,i+1}\cdot PTP''_{t,i+1}\cdot PP_i\right)+\sum_{i=1}^{3}\sum_{t=1}^{ntarD}\left(DF_{t,i+1}\cdot PTP''_{t,i+1}\cdot PP_i\right)$$

Donde:

$MPAP^{TNS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t (Tarifas No Sociales). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
$PTP''_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTPt,i+1 radica en que para PTP''t,i+1 los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTPt,i+1 - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia, se quedan iguales

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

$DF_{t,i+1}$	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP_n y las demandas máximas consideradas en CPD_n.

El $APPNR^{TNS}{}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Sí $MPRP_n^{TNS} - MPAP_n^{TNS} \leq 0 \rightarrow APPNR_n^{TNS} = 0$
- Sí $MPRP_n^{TNS} - MPAP_n^{TNS} > 0 \rightarrow APPNR_n^{TNS} = MPRP_n^{TNS} - MPAP_n^{TNS}$

II.IV.30. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)

Los Cargos por Distribución (CD) por nivel de tensión, se ajustarán semestralmente, según la fórmula siguiente:

$$FACD_{BT} = \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0}\right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

$FACD_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
$PD_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 56.07%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.852220 Q/ US$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 43.93%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2022, igual a 167.35
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.
PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0}\right) + \frac{Cuota}{CDMT \sum_m D\,max_{m,MT}} - \frac{1-K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

$FACD_{MT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
$PD_{CD,MT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 56.56%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.852220 Q/ US$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,MT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 43.44%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
$Dmax_{m,MT}$	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

	Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.
PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.
PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

$$FAA = FP_{Ap}\frac{1+Ap_N}{1+Ap_0} + FP_{Ac}\frac{1+Ac_N}{1+Ac_0} + FP_{Ah}\frac{1+Ah_N}{1+Ah_0} + FP_{Ae}\frac{1+Ae_N}{1+Ae_0} + FP_{At}\frac{1+At_N}{1+At_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 41.07 %
Ap_N	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
Ap_0	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 15.0%
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 27.11 %
Ac_N	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ac_0	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 10.0%
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 0.00 %
Ah_N	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ah_0	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 5.0%

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 12.54 %
Ae_N	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ae_0	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 0.0%
FP_{At}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.28 %
At_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At_0	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 0.0%

Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

$$FACF_{BT} = \left(PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0}\right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

$FACF_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
$PD_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 20.0 %
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.852220 Q/ US$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 80.0 %
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.
$K_{CF,N}$	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

$$FACF_{MT} = \left(PD_{CF,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0}\right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

$FACF_{MT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
$PD_{CF,MT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 20.0%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre 2022, igual a 7.852220 Q/ US$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CF,MT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 80.0%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.
$K_{CF,N}$	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.
PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

II.IV.31. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

$$FACACYR_m = \frac{IPC_m}{IPC_0}$$

Donde:

$FACACYR_m$	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

IPC_m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.

II.IV.32. Ajuste Anual de los Precios Base:

Conforme lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con base a los precios de compra de energía de la Distribuidora por Banda Horaria, la Comisión podrá determinar Precios Base de Energía Ponderados por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PEST_t = PE_{PUNTA} * \%E_t^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_t^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_t^{VALLE}$$

$$PEST_{VALLEa} = \%A * PPOE_{VALLE} + (1 - \%A) * PEST_{VALLE}$$

Donde:

$PEST_t$	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSH, BTSA, AP, APPN, VSC, BTHD, MTHD, BTDA, MTDA,BTDP, BTDFP, MTDP, MTDFP
PE_{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
$\%E_t^{PUNTA}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
$PE_{INTERMEDIA}$	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
$\%E_t^{INTERMEDIA}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia
$PEST_{VALLE}$	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
$\%E_t^{VALLE}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle
$PEST_{VALLEa}$	Precio Base adicional de Energía en la Banda Horaria de Valle, para la tarifa: BTSH
$PPOE_{VALLE}$	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en la Banda Horaria de Valle, resultante del Informe de Costos Mayoristas (ICM)
%A	Porcentaje de asignación del $PPOE_{VALLE}$, por compras adicionales de energía en la Banda Horaria de Valle, por incremento del consumo de la energía característica esperada de los usuarios con tarifas horarias. Este valor será definido por la Comisión.

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2025

II.IV.33. Ajuste Trimestral, Trimestre mayo – julio 2025:

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

El Ajuste Trimestral a aplicar del 1 de mayo al 31 de julio de 2025, es de:

	Valor	Unidades	Definición
AT_n	-0.091414	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

II.IV.34. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2025:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2025, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
$FACD_{BT}$	1.039495	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2025.
$FACD_{MT}$	1.063333	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2025.
$FACF_{BT}$	1.054720	Factor de Ajuste de $CFBTS_0$ y $CFBTD_0$ al 31 de marzo de 2025.
$FACF_{MT}$	1.054720	Factor de Ajuste del $CFMTD_0$ al 31 de marzo de 2025.
$FACACYR_m$	1.063161	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2025.

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 1 de mayo al 31 de octubre de 2025.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO DE 2025

II.IV.35. Tarifas para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2025:

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	18.748149
Cargo Unitario por Energía*	Q /kWh	1.778332
Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	22.497779
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.788440
Baja Tensión Simple Horaria (BTSH)		
Cargo por Consumidor	Q / usuario-mes	18.748149
Cargo Unitario por Energía de Punta	Q /kWh	1.889109
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	1.800019
Cargo Unitario por Energía de Valle	Q /kWh	1.632131
Cargo Unitario por Energía de Valle Adicional	Q /kWh	1.632131
Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	359.339530
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.913271
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	55.087978

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	194.481930
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	359.339530
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.913271
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	26.339082
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	86.214191
Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	443.433029
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.913271
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	57.908530
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	211.537581
Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	359.339530
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.913271
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.913271
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.913271
Cargo Unitario por Potencia Punta	Q /kW	64.523585
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	235.702210
Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	937.407469
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.821552
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	35.121172
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	40.115041
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	937.407469
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.821552
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	37.244905
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	44.661182
Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDA)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	1117.233718
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.821552
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	35.121172
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	51.598787
Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	937.407469
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.821552
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.821552
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.821552
Cargo Unitario por Potencia Punta	Q /kW	37.098797
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	42.373865
Tarifa Alumbrado Público (AP)		

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	2.024211
Tarifa Alumbrado Privado y Publicitario Nocturno (APPN)		
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	2.024211
Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones (VSC)		
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.488268
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)		
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.119320
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.119320
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.119320
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	215.232689
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.037223
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.037223
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.037223
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	59.420432

***Nota:** La desagregación de la Tarifa BTS de Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2025 es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.865061 Q/kW y Cargo por Energía 0.913271 Q/kWh.

II.IV.36. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de mayo al 31 de julio de 2025, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.007777%

II.IV.37. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 1 de mayo al 31 de octubre de 2025 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR$_{BTS-\ BTSH-BTSA}$	245.366936	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA.
CACYR $_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD}$	305.722589	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD.
CACYR $_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD}$	417.407656	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTDA, MTHD.

II.IV.38. La Distribuidora está obligada a dar estricto cumplimiento y seguimiento a los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución; así como a entregar cualquier información que se le solicite para verificar el cumplimiento de la misma.

II.IV.39. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, podrá supervisar y fiscalizar el que se cumplan y se apliquen todas las consideraciones y costos asociados a la actividad de distribución que fueron aprobados y reconocidos en el Estudio del Valor Agregado de Distribución, que sirvió de base para la emisión de las estructuras tarifarias contenidas en la presente resolución.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

II.IV.40. Para el caso del monto máximo del Peaje en Función de Transportista, que la Distribuidora puede cobrar, se establecen los precios y procedimientos contenidos en la presente Resolución.

III. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa Social**, en adelante "Usuarios" que atiende la **Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj**, para el período comprendido del **uno de mayo de dos mil veinticinco al treinta de abril de dos mil treinta,** de la siguiente manera:

III.I. Acrónimos

Aplican los establecidos en el numeral II.I de la presente resolución.

III.II. Condiciones Generales

III.II.1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica, dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión, de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un período de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.

III.II.2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar o modificar las condiciones del servicio contratado.

III.II.3. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.

III.II.4. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador, para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición incluye: el medidor y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

A partir del medidor, todas las instalaciones interiores del inmueble, serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición será a cuenta de la distribuidora cuando los daños a estos equipos sean por causas debidas a: **i.** Al deterioro natural, **ii.** Defectos de fabricación, **iii.** Obsolescencia de los mismos, o **iv.** Cuando sea causada

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta, salvo cuando se demuestre que los daños a dichos equipos son responsabilidad del usuario, será éste el responsable de la reposición. La Distribuidora tiene la obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando cuadrilla que instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación.

III.II.5. Los numerales II.II.3, I.II.4, II.II.5, II.II.6, II.II.7, II.II.9, II.II.10, II.II.11, II.II.12, II.II.13, II.II.14, II.II.15 y II.II.18 establecidos en la presente resolución, aplican también para el caso de la Tarifa Social.

III.II.6. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final que cumplan con los requisitos descritos en la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica (en adelante Ley de Tarifa Social) deberá aplicarse la tarifa social establecida en el presente Pliego Tarifario.

III.II.7. La Distribuidora dentro del plazo de tres meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Pliego Tarifario, deberá incluir en su página web una herramienta que permita a cada usuario verificar de forma mensual su facturación. Esta herramienta podrá ser fiscalizada por la CNEE en la forma y los medios que determine.

La Distribuidora está obligada a proporcionarle a cada usuario toda la información necesaria sobre la energía demandada mensualmente, y demás parámetros de facturación de hasta los últimos veinticuatro meses.

III.II.8. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:

a. Cargo por Consumidor (CF): Es el cargo único aplicado en el período de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora.
b. Cargo Unitario por Energía (CUE): Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores pagarán en función de la energía total consumida en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definan en el presente pliego.

III.II.9. La categoría tarifaria para usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social se define a continuación:

a. Baja Tensión Simple Social (BTSS): es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE), que se aplica a la energía total medida en el período de facturación.

III.II.10. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios afectos a la Tarifa Social, tarifas y categorías distintas a las aprobadas por la CNEE, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

III.III. Pliego Tarifario

PRECIOS BASE

III.III.1. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, período del 1 mayo de 2025 al 30 de abril del 2026 los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PPSTTS	57.367998	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.711769	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

III.III.2. Las componentes de Costos del VAD (CCVAD) son las siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	219.478140	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	89.795199	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

III.III.3. Los Cargos Base por Consumidor (CF) son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFO_{BTS}	17.775475	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

III.III.4. Las Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son las siguientes:

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.100463	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.047724	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBTTS	1.108336	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión, Tarifa Social
FPPBT_MT	1.108336	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMTTS	1.049319	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión, Tarifa Social

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

III.III.5. Constantes resultantes del Estudio de Caracterización de la Carga:

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	0.634655	463.298519	1.000000	1.000000

III.III.6. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
$\%E_{BTSS}$	22.756946%	52.249376%	24.993678%

III.III.7. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPotTS	1.015225	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.915194	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.915194	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

III.III.8. BTSS – BAJA TENSIÓN SIMPLE SOCIAL

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSS} = CF0_{BTS} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSS} = PEST_{TS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPSTTS \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPotTS \cdot FPPBTTS \cdot FPPMTTS + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + ATTS_n$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior
Cargos por potencia: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior

III.III.9. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

El cargo por reconexión es el aplicado para la reposición del servicio, de conformidad con el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

$$CACYR_{BTSS_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTSS_o}$$

Donde:

$CACYR_{BTSS_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
$FACACYR_m$	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
$CACYR_{BTSS_0}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
$CACYR_{BTSS_0}$	230.790000	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

Cuando solo exista la acción de corte del Servicio de Distribución Final de electricidad, corresponderá aplicar únicamente el cincuenta por ciento (50%) del valor indicado.

FÓRMULAS DE AJUSTE

III.III.10. Ajuste Trimestral:

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente, para ser trasladados a tarifas de distribución, conforme a lo siguiente:

$$CCPR_n = \sum_{i=1}^{3} CP_i$$

Donde:

$CCPR_n$	Costos de Compra de Potencia Reales de la Distribuidora en el trimestre n para la demanda de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CP_i	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de potencia de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

$$CCER_n = \sum_{i=1}^{3} CE_i$$

Donde:

$CCER_n$	Costos de Compra de Energía Reales de la Distribuidora en el trimestre n para los consumos de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CE_i	Costos de Energía para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de energía de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Energía, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^{3} \left(EF_{i+1} \cdot PTP_{i+1} \cdot PFP_{i+1} \right)$$

Donde:

APP_n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
$CCPR_n$	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP_{i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. Se aplican a la energía facturada.
PFP_{i+1}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1

$$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^{3} \left(EF_{i+1} \cdot PTE_{i+1} \cdot PFE_{i+1} \right)$$

Donde:

APE_n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
$CCER_n$	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE_{i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1.
PFE_{i+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR_n	Costos Reales en el trimestre n, corresponden a costos eficientes que podrán ser incluidos en tarifas, de acuerdo al artículo 60 de la LGE y artículos 82 y 83 del RLGE. Se definen los siguientes: i) Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, ii) Cargo por operación del Ente Operador Regional (EOR), iii) Cargo por operación de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), iv) Costo de Garantía de Pago establecido en los Contratos Existentes, esto con base en lo

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

	establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Para la inclusión de cada uno de los costos indicados, la Distribuidora deberá entregar el detalle e integración de los pagos realizados y el detalle y especificaciones de los cuales resultan dichos cargos; asimismo la Distribuidora deberá demostrar que ha realizado las gestiones pertinentes para que dichos costos resulten en costos eficientes, para que la Comisión los pueda trasladar a tarifas. La Comisión con base en el artículo 83 del RLGE, no trasladará a las tarifas aquellos costos que considere excesivos o que no correspondan al ejercicio de la actividad.

El saldo no ajustado en el trimestre n se calcula como:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * EF_{n-1}$$

Donde:

SNA_n	Saldo No Ajustado en trimestre n
n - 1	Trimestre anterior al que está siendo calculado

$$AT_n = \frac{APP_n + APE_n + APO_n + SNA_n - APENR_n - APPNR_n}{EP_{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{EP_{n+1}}$$

Donde:

AT_n	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR_{n+1}	Monto a Recuperar en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
EP_{n+1}	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
$APENR_n$	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
$APPNR_n$	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

III.III.11. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de energía no reconocidas de la manera siguiente:

$$APENR^{TS}{}_n = MPRE^{TS}{}_n - MPAE^{TS}{}_n$$

Donde:

$APENR^{TS}{}_n$	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$MPRE^{TS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$MPAE^{TS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

$$MPRE^{TS}_{n} = CCER^{TS}_{n} \cdot PRE_{n}$$

Dónde:

$MPRE_n^{TS}$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$CCER_n^{TS}$	Costos de Compra de Energía Reales de la categoría tarifaria de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE.

$$PRE_n = \left(\frac{CED_n - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarTOT} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTE'_{t,i+1} \right)}{CED_n} \right)$$

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
CED_n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductor (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
$PTE'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en para $PTE'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1.

$$MPAE^{TS}_{n} = \sum_{i=1}^{3} \left(EF_{i+1} \cdot PTE''_{i+1} \cdot PE_{i} \right)$$

Dónde:

$MPAE^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

PTE´´$_{i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que para $PTE´´_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como ($PTE_{t,i+1}$ - 1)
PE$_i$	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE_n y la energía considerada en CED_n.

El $APENR^{TS}{}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Sí $MPRE_n^{TS} - MPAE_n^{TS} \leq 0 \rightarrow APENR_n^{TS} = 0$
- Sí $MPRE_n^{TS} - MPAE_n^{TS} > 0 \rightarrow APENR_n^{TS} = MPRE_n^{TS} - MPAE_n^{TS}$

III.III.12. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de potencia no reconocidas de la manera siguiente:

$$APPNR^{TS}{}_n = MPRP^{TS}{}_n - MPAP^{TS}{}_n$$

Donde:

APPNR$^{TS}_n$	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRP$^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAP$^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRP^{TS}{}_n = CCPR^{TS}{}_n \cdot PRP_n$$

Donde:

MPRP$^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCPR$^{TS}_n$	Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP.

$$PRP_n = \left(\frac{CPD_n - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarD} \left(DF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \right) - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarETOT} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \right)}{CPD_n} \right)$$

Dónde:

PRPn	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

CPD_n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
$DF_{t,i+1}$	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
$PTP'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No Sociales). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC) y Tarifa Social (BTSS).
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

$$MPAP^{TS}{}_n = \sum_{i=1}^{3} \left(EF_{i+1} \cdot PTP''_{i+1} \cdot PP_i \right)$$

Dónde:

$MPAP^{TS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
$EF_{,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP''_{i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como ($PTP_{t,i+1}$ - 1)

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social, real para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APPn y las demandas máximas consideradas en CPDn.

El $APPNR^{TS}{}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Sí $MPRP_n^{TS} - MPAP_n^{TS} \leq 0 \rightarrow APPNR_n^{TS} = 0$
- Sí $MPRP_n^{TS} - MPAP_n^{TS} > 0 \rightarrow APPNR_n^{TS} = MPRP_n^{TS} - MPAP_n^{TS}$

III.III.13. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)

Los Cargos por Distribución (CD) por nivel de tensión, se ajustarán semestralmente, según la fórmula siguiente:

$$FACD_{BT} = \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0}\right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

$FACD_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
$PD_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 56.07 %.
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.852220 Q/ US$.
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 43.93 %
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2022, igual a 167.35.
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0}\right) + \frac{Cuota}{CDMT \sum_m D\,max_{m,MT}} - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

$FACD_{MT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
$PD_{CD,MT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 56.56 %
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022 igual a 7.852220 Q/ US$.
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,MT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 43.44 %
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
$Dmax_{m,MT}$	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.
PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

$$FAA = FP_{Ap}\frac{1+Ap_N}{1+Ap_0} + FP_{Ac}\frac{1+Ac_N}{1+Ac_0} + FP_{Ah}\frac{1+Ah_N}{1+Ah_0} + FP_{Ae}\frac{1+Ae_N}{1+Ae_0} + FP_{At}\frac{1+At_N}{1+At_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 41.07 %
Ap_N	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
Ap_0	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 15.0 %
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 27.11 %
Ac_N	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ac_0	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 10.0 %
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 0.00 %
Ah_N	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ah_0	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 5.0 %
FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 12.54 %
Ae_N	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Ae_0	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 0.00 %
FP_{At}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.28 %
At_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At_0	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 0.00 %

III.III.14. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

$$FACF_{BT} = \left(PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0}\right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

$FACF_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
$PD_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 20.0 %
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.852220 Q/ US$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 80.0 %
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.
$K_{CF,N}$	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.
PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

III.III.15. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

$$FACACYR_m = \frac{IPC_m}{IPC_0}$$

Donde:

FACACYRm	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
IPCm	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.

III.III.16. Ajuste Anual de los Precios Base:

Conforme lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con base a los precios de compra de energía de la Distribuidora por Banda Horaria, la Comisión podrá determinar Precios Base de Energía Ponderados por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PEST_t = PE_{PUNTA} * \%E_t^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_t^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_t^{VALLE}$$

Donde:

PESTt	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSH, BTSA, AP, APPN, VSC, BTHD, MTHD, BTDA, MTDA, BTDP, BTDFP, MTDP, MTDFP
PEPUNTA	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%EtPUNTA	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
PEINTERMEDIA	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
%EtINTERMEDIA	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia
PEVALLE	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%EtVALLE	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2025

III.III.17. Ajuste Trimestral, Trimestre mayo – julio 2025:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 1 de mayo al 31 de julio de 2025, es de:

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

	Valor	Unidades	Definición
$ATTS_n$	0.057288	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

III.III.18. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2025:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2025, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
$FACD_{BT}$	1.039495	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2025
$FACD_{MT}$	1.063333	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2025
$FACF_{BT}$	1.054720	Factor de Ajuste de Cargos Fijos en Baja Tensión al 31 de marzo de 2025
$FACACYR_m$	1.063161	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2025

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 1 de mayo al 31 de octubre de 2025.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO DE 2025

III.III.19. Tarifas para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2025:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	18.748149	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.743005	Q / kWh

***Nota:** La desagregación de la Tarifa BTSS de Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2025 es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.865061 Q/kW y Cargo por Energía: 0.877944 Q/kWh.

III.III.20. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de mayo al 31 de julio de 2025, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.007777%

III.III.21. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 1 de mayo al 31 de octubre de 2025 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
$CACYR_{BTS_m}$	245.366936	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

III.III.22. La Distribuidora está obligada a dar estricto cumplimiento y seguimiento a los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución; así como a entregar cualquier información que se le solicite para verificar el cumplimiento de la misma.

III.III.23. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, podrá supervisar y fiscalizar el que se cumplan y se apliquen todas las consideraciones y costos asociados a la actividad de distribución que fueron aprobados y reconocidos en el Estudio del Valor Agregado de Distribución, que sirvió de base para la emisión de las estructuras tarifarias contenidas en la presente resolución.

IV. La presente resolución entrará en vigencia el **uno de mayo de dos mil veinticinco.**

PUBLÍQUESE. -

Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente

Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director

Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala
Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-138-2025

Guatemala, 22 de abril de 2025

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos en materia de su competencia; proteger los derechos de los usuarios; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, preceptúa que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos; la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referido a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en los artículos 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a usuarios del servicio de distribución final. Los artículos 61, 74, 76, 77 y 78 de la misma ley estipulan que, las tarifas a usuarios del servicio de distribución final serán determinadas por la Comisión y que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución –VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que para tal efecto la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá elaborar los Términos de Referencia del o de los Estudios del VAD, teniendo el derecho a supervisar el avance de los mismos, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establecen que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y que estos tendrán una vigencia de cinco años.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 97 estipula que los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de distribución; por su parte, el artículo 98 del mismo reglamento, señala que cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario; y que en caso de omisión por parte del Distribuidor de enviar los estudios o correcciones a los mismos, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, quedará facultada para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente, con base en el estudio que ésta efectúe independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por la distribuidora.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el artículo 99 establece que, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlas en el Diario de Centro América, estableciendo además que en ningún caso la actividad de Distribución Final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente; en ese sentido, al no haber sido presentado el estudio tarifario por parte de la distribuidora, corresponde fijar y publicar las tarifas máximas definitivas que deberá aplicar la **Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj,** a sus usuarios finales, durante el quinquenio 2025-2030.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, la normativa citada, en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y su Reglamento,

RESUELVE:

I. Aprobar el estudio tarifario efectuado por la Gerencia de Tarifas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el cual servirá de base para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente a la **Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj.**

II. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa No Social**, en adelante "Usuarios" que atiende **Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj**, para el período comprendido del **uno de mayo de dos mil veinticinco al treinta de abril de dos mil treinta,** de la siguiente manera:

II.I. Acrónimos

AMM: Administrador del Mercado Mayorista
CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Distribuidora, distribuidora, Distribuidor o distribuidor: Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj
LGE: Ley General de Electricidad
NTDOID: Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución
RAMM: Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista
RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad
Usuario, usuario, Consumidor o consumidor: Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

II.II. Condiciones Generales

II.II.1. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar o modificar las condiciones del servicio contratado.

II.II.2. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios no afectos a la Ley de Tarifa Social y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.

II.II.3. Dentro de su área de concesión, la Distribuidora está obligada a conectar a sus redes de distribución a todo interesado en consumir energía eléctrica que lo requiera y que esté ubicado dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones (las que incluyen, entre otras: medidores, acometidas, transformadores, postes, conductores, retenidas, subestaciones); por lo que, al estar dentro de dicha franja, la distribuidora está obligada, sin costo para el usuario o interesado, a construir todas las instalaciones necesarias, correspondientes a redes de distribución de media y baja tensión, centros de transformación, equipos de protección y maniobra, acometida y medidor (incluyendo, entre otros costos: mano de obra, materiales, transporte), para poder conectarlo. Para tal efecto, la Distribuidora está obligada a obtener por su cuenta y costa los permisos ambientales correspondientes y las autorizaciones necesarias para poda y tala de árboles, entre otros.

El interesado que estando fuera del área obligatoria llegue al límite de ésta mediante líneas propias o de terceros, tendrá derecho a que la distribuidora le suministre el Servicio de Distribución Final de energía eléctrica, siempre que estas instalaciones cumplan con lo establecido en las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID) y con las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

II.II.4. El interesado tendrá derecho a que la distribuidora le suministre toda la potencia y energía eléctrica que demande. En ese sentido, para la dotación de suministros o ampliación de la potencia contratada dentro del área obligatoria, o aquellos que estando afuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, la distribuidora podrá solicitar a los usuarios un aporte monetario con carácter de reembolsable. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito a la distribuidora y de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en el artículo 66 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En ese sentido, las condiciones del procedimiento y de la devolución de dicho aporte están reguladas en los artículos 48 de la Ley General de Electricidad; artículos del 71 al 74 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en la resolución CNEE-02-2009.

II.II.5. La Distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas o agencias comerciales y en su página web todos los formularios, formatos y afiches informativos, en los que se especifique y oriente, entre otros, los pasos, procedimientos, plazos y requisitos que se deben atender para realizar gestiones de conexión de nuevos servicios con o sin modificación de red, así como modificaciones, ampliaciones y recisiones de servicios existentes, además de gestiones para reconexiones y reclamos. Los formularios, formatos y afiches deberán ser estandarizados, para que la CNEE pueda fiscalizar y verificar que las condiciones y requisitos requeridos, cumplan con la normativa vigente.

La Distribuidora por única vez, remitirá en un plazo de treinta (30) días a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, una copia en formato digital de todos documentos indicados en el párrafo anterior. Posterior a este envío, cada vez que la distribuidora requiera modificar o adicionar nuevos formularios, formatos, afiches informativos y demás documentos de requisitos y condiciones, deberá remitirlos a la CNEE en un plazo máximo de treinta (30) días previo a su uso y publicación. La CNEE en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.

II.II.6. Para nuevas conexiones, la distribuidora deberá poner a disposición en sus oficinas comerciales y en su página web, afiches informativos de los requisitos que deben cumplirse por los interesados o usuarios, así como todos los formularios necesarios. Toda solicitud que realice el usuario o interesado deberá ser debidamente registrada por la distribuidora e informarle al usuario el número de caso; la distribuidora informará al usuario de forma inmediata si su solicitud cumple con todos los requisitos. De no ser así, deberá informar al usuario sobre las adecuaciones o requisitos que debe cumplir.

A continuación, se presenta la información y requisitos que el usuario debe cumplir para solicitar un nuevo servicio:

a. Información del solicitante: Nombre completo, dirección, teléfono, correo electrónico cuando proceda, datos para facturación (razón social, Numero de Identificación Tributaria -NIT-, dirección de cobro, entre otros).
b. Copia del Documento Único de Identificación –DPI-.
c. Constancia de propiedad del inmueble del que solicita el servicio, o representación para solicitar el servicio.
d. Llenar formulario de características del servicio que solicita, de acuerdo al formato proporcionado por la Distribuidora.
e. Firmar Contrato de Suministro, el cual deberá estar de acuerdo con las normas de servicio aprobadas por la Comisión. La Distribuidora deberá entregar una copia del contrato al usuario.
f. Pago de la Garantía.

Una vez presentada la solicitud, cumpliendo todos los requisitos establecidos, la Distribuidora deberá cumplir con los plazos de conexión de suministro de electricidad establecidos en el artículo 68 del RLGE.

II.II.7. Respecto a la Garantía de Pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, podrá aportarse en forma monetaria o por medio de una fianza, y se calculará para cada categoría de usuario como el monto equivalente a dos facturas mensuales promedio de un usuario típico de su misma categoría; la distribuidora podrá exigir las actualizaciones necesarias de dicha garantía de pago cuando el consumo del usuario aumente o disminuya. Asimismo, cuando la garantía de pago se aporte en forma monetaria devengará una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto de la garantía de pago, la tasa de interés activa promedio ponderado mensual del sistema bancario, publicada por el Banco de Guatemala. Al rescindir el contrato, la distribuidora de oficio y sin requerimiento por parte del usuario, deberá hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía, más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes y costos que el usuario hubiere ocasionado. Este monto deberá ser devuelto a más tardar siete (7) días después de rescindido el servicio. Dado que el usuario establece una garantía, la distribuidora no deberá exigir fiador para la conexión de un nuevo servicio.

Con base a lo anterior, el monto que se reconoce quinquenalmente en tarifas por concepto del diferencial de tasas (activa y pasiva) de las garantías, será el que la Distribuidora demuestre que efectivamente haya pagado a los usuarios que hayan cancelado el servicio en el quinquenio anterior.

II.II.8. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora:

a. Tarifas de Baja Tensión del grupo a) y b) según se detalla en los apartados II.III.5 y II.III.6 respectivamente del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador o banco de transformadores, para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente (cuando aplique), transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección, y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.
b. Tarifas de Media Tensión del grupo b) según se detalla en el apartado II.III.6 del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en media tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario o punto acordado de conexión; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente (cuando aplique), transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección, y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.
   La medición podrá realizarse en media tensión o en baja tensión, en este último caso la Distribuidora podrá adicionar un porcentaje de corrección por pérdidas del transformador MT/BT de energía igual a 1.53% y de potencia de 1.58%.
c. Tarifas del grupo c) según se detalla en el apartado II.III.7 del presente Pliego Tarifario: corresponde la Distribuidora suministrar el servicio en media tensión o baja tensión, de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye la red de media tensión y la acometida, para el caso de tarifas de baja tensión corresponderá la instalación y suministro del banco de transformación MT/BT. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

A partir del medidor, todas las instalaciones interiores del inmueble serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición será a cuenta de la distribuidora cuando los daños a estos equipos sean por causas debidas a: **i.** Al deterioro natural, **ii.** Defectos de fabricación, **iii.** Obsolescencia de los mismos, o **iv.** Cuando sea causada por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta; salvo cuando se demuestre que los daños a dichos equipos son responsabilidad del usuario, será éste el responsable de la reposición. La Distribuidora tiene la obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando cuadrilla que instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación.

II.II.9. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los treinta (30) días siguientes a su fecha de emisión. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión, para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación, en períodos mayores a los anteriormente establecidos.

II.II.10. La Distribuidora, en el mismo período de facturación, realizará la medición de todos los parámetros requeridos, de acuerdo a la categoría tarifaria del usuario, para que con estos parámetros pueda emitir la factura correspondiente al Usuario. Bajo ninguna circunstancia, la Distribuidora podrá realizar estimación de consumo de energía y potencia de los usuarios, salvo que se cumpla lo indicado en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En dicho caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología para la estimación de consumos.

II.II.11. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo, conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre la Distribuidora y las Municipalidades.

II.II.12. El pago de la factura por servicio podrá realizarse en las agencias u oficinas comerciales dispuestas por la distribuidora, o bien a través de los agentes recaudadores autorizados por la misma (sistema bancario nacional, cooperativas, entre otros). De igual forma la distribuidora deberá habilitar los sistemas informáticos que permitan al usuario realizar sus pagos por vía remota (página WEB, banca electrónica, aplicaciones móviles, entre otros), todo ello en función de facilitar a los usuarios la realización del pago por el servicio. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos, lo cual se podrá informar en la factura que reciben en cada período de facturación. La Distribuidora podrá hacer uso del reverso de su factura para informar al usuario, respecto a los temas que la CNEE le requiera.

II.II.13. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta (30) días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.

II.II.14. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio, de manera individual, la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación por escrito, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones y hayan transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la distribuidora no podrá seguir facturando consumos al Usuario. La Distribuidora por ningún motivo podrá realizar cortes de manera colectiva o generalizada, ya que el derecho que le otorga el artículo 50 de la LGE establece que el corte del servicio debe ser de manera individual.

II.II.15. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. A partir del momento en que el Usuario abone las facturas adeudadas, más el cargo por interés por mora y el cargo por corte y reconexión, la Distribuidora deberá restablecer el suministro de electricidad dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse efectuado el pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

II.II.16. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de requerir su prolongación, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. El consumo de un servicio temporal deberá medirse utilizando un medidor adecuado a la categoría tarifaria que corresponda. Los servicios temporales para los fines de control y facturación, serán tratados como un suministro normal, asignándoles el correspondiente Número de Identificación del Suministro, y deberá ser reportado a esta Comisión dentro de las bases de datos comerciales y de facturación, indicando su condición de servicio temporal. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, escenarios en eventos especiales, entre otros. Se exceptúan sistemas de riego y actividades agrícolas estacionales

Para este servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado el presupuesto de mano de obra y materiales fungibles. Para el montaje y desmontaje de la instalación temporal del suministro de energía eléctrica, la Distribuidora aplicará la categoría tarifaria que corresponda y podrá requerir una garantía de pago de hasta dos (2) meses de facturación. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron. Adjunto al reporte semestral remitido en cumplimiento de la metodología para el control de la calidad del servicio comercial de las NTSD, la distribuidora deberá enviar un informe a la CNEE, que contengan los datos comerciales de los usuarios con servicio temporal, incluyendo: i. Solicitudes de los servicios temporales atendidos, indicando el valor de presupuesto de conexión; ii. Detalle y montos de las devoluciones realizadas. En caso, que exista desacuerdo en la prestación del servicio temporal, el presupuesto de obras, aplicación de tarifas y devoluciones, el usuario podrá presentar su queja a la Distribuidora, de no ser atendida deberá presentar la denuncia correspondiente a esta Comisión.

II.II.17. Si un Gran Usuario desea contratar su suministro con la Distribuidora, y esta cuenta con la disponibilidad de potencia y energía para suministrarle, puede optar por alguna de las categorías tarifarias del grupo b). Para el efecto, el plazo del contrato será definido por la Distribuidora en

función de su disponibilidad de potencia. En caso de no continuar con el contrato el Gran Usuario deberá notificarlo a la Distribuidora con 3 meses de antelación a la fecha del vencimiento del plazo contractual y deberá cancelar a la Distribuidora el monto de la potencia contratada correspondiente a los meses que falten para el vencimiento del contrato.

II.II.18. Es obligación de la Distribuidora, hacer públicas las Condiciones Generales de prestación del servicio, aprobadas en la presente resolución. Las mismas deberán incluirse entre la información a proveer a sus Usuarios, de acuerdo a lo establecido en el inciso h) del artículo 12 de las NTSD, adicionalmente, dichas condiciones, conjunta con los derechos y obligaciones de los usuarios, deberán ser puestas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, página web, redes sociales y otros medios de comunicación de la Distribuidora, así como hacer las campañas de comunicación que considere necesarias para hacerlas de conocimiento de todos los usuarios. La CNEE cuando así lo considere podrá requerir las adecuaciones pertinentes a las publicaciones que realice la distribuidora, en cuanto al contenido, tamaño de letra, diseño, entre otros.

II.III. Categorías Tarifarias

II.III.1. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final de la distribuidora deberán estar asignados a una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario. La Distribuidora hará del conocimiento de las tarifas disponibles al Usuario para que éste pueda establecer la tarifa que le aplique, de acuerdo a sus características y requerimientos de consumo, así como del nivel de tensión al que requiere conectarse. En caso de que el Usuario no la pueda determinar, la distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario. Una vez establecida la tarifa correspondiente, esta tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses. Transcurrido este plazo podrá darse las siguientes condiciones, si:

a. El usuario considera o requiere la aplicación de otra categoria tarifaria podrá solicitarla a la Distribuidora, debiendo ésta realizar las adecuaciones y cambios pertinentes en los plazos que defina las NTSD.
b. La Distribuidora detecta que el usuario del grupo tarifario a) supera el límite de 11 kW en dos períodos de facturación consecutivos, la Distribuidora tendrá cinco días máximos después de la emisión de la primera y la segunda facturación, para notificar por escrito al usuario para que corrija dicha situación; si el usuario no corrige y por consiguiente su Potencia Máxima excede el límite de 11 kW nuevamente, la Distribuidora podrá reclasificar al usuario en alguna de las tarifas del grupo b), aplicando la categoría tarifaria que más convenga al usuario, la cual tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses. Luego de este período el usuario podrá volver a requerir su reclasificación tarifaria.
   A partir de la vigencia del presente pliego, la Distribuidora deberá verificar cada doce (12) meses si la tarifa aplicada a cada usuario, así como la potencia contratada, son las más adecuadas a las características de su consumo, debiendo informarle de forma escrita a éste sobre la conveniencia de cambio de tarifa, o sobre el posible ajuste a la Potencia Contratada si este fuera el caso. La distribuidora podrá hacer uso de la factura o su reverso para informar a los usuarios.
   Adicionalmente, la Distribuidora dentro del plazo de tres (3) meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Pliego Tarifario, deberá incluir en su página web una herramienta que permita a cada usuario verificar de forma mensual su facturación, sugiriéndole otras opciones tarifarias, con las cuales puede obtener un ahorro. Esta herramienta podrá ser fiscalizada por la CNEE en la forma y con los medios que determine. La Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre las potencias y energías demandadas, y demás parámetros de facturación de hasta los últimos veinticuatro (24) meses.

II.III.2. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres grupos: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya Potencia Máxima Demandada es menor o igual a once kilovatios (11 kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya Potencia Máxima Demandada es mayor de once kilovatios (11 kW); y c) Usuarios con servicio en baja o media tensión que ostentan la calidad de Gran Usuario otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, y por consiguiente estén inscritos en el Registro de Grandes Usuarios y que utilizan la red de la Distribuidora para ser suministrados por un comercializador o generador.

II.III.3. De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley, la Potencia Contratada será establecida en el contrato de suministro, a solicitud del usuario y con el asesoramiento de la Distribuidora. El usuario podrá reducir el valor de dicha potencia en períodos no menores a seis (6) meses. En caso el usuario requiera ampliar el valor de la Potencia Contratada, los plazos para que la Distribuidora atienda lo requerido están definidos en las NTSD. La Distribuidora no podrá establecer límites mínimos de la potencia que el usuario requiera contratar independientemente del grupo tarifario al que corresponda; el valor de Potencia Contratada será establecido en unidades y décimas de kilovatio (000.0 kW).

Si la distribuidora determina que la Potencia Máxima Demandada por el usuario supera la Potencia Contratada, tendrá derecho de cobrar el exceso de acuerdo a lo establecido en las NTSD. Si luego de haberle notificado en dos períodos de facturación consecutivos sobre dicha situación, el usuario no realiza las correcciones pertinentes, repitiéndose esta condición en el tercer período de facturación la Distribuidora procederá a incrementar la Potencia Contratada y la aplicará en la tercera facturación, hasta por el valor máximo de las Potencias Máximas Demandadas en estos tres meses; dicha situación será informada al usuario. El valor modificado tendrá una vigencia de por lo menos seis meses.

II.III.4. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:

a. Potencia Contratada: Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una Potencia Máxima Demandada igual a dicho valor suscrito.
b. Potencia Máxima Demandada: Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en períodos de 15 minutos, medidos durante cada día del período de facturación.
c. Potencia de Punta Demandada: Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en períodos de 15 minutos, medidos durante el período de demanda máxima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, de cada día del período de facturación.
d. Cargo por Consumidor (CF): Es el cargo único aplicado en el período de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora por nivel de tensión, por tipo de tarifa y por sistema de medición instalado, para usuarios con servicio activo.
e. Cargo Unitario por Energía (CUE): Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía total consumida en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definan en el presente pliego.
f. Cargo por Energía (CE): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario en el período de facturación.
g. Cargo por Energía de Punta (CEP): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
h. Cargo por Energía Intermedia (CEI): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
i. Cargo por Energía de Valle (CEV): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
j. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa): Es el cargo relacionado directamente con el consumo adicional de energía eléctrica, al consumo típico de los usuarios del grupo tarifario por nivel de tensión, realizado en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
k. Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP): Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía consumida en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, del período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda máxima y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.
l. Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI): Es el cargo único por energía que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía consumida en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, del período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda media y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.
m. Cargo Unitario por Energía Valle (CUEV): Es el cargo único por energía que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía consumida en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, del período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda mínima y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.
n. Cargo Unitario por Energía Valle adicional (CUEVa): Es el cargo único por energía adicional al consumo típico de los usuarios del grupo tarifario por nivel de tensión, que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de las compras adicionales de energía consumida en el período de demanda mínima del período de facturación, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda mínima y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.
o. Cargo por Potencia de Punta (CPP): es el cargo aplicado a la Potencia de Punta Demandada registrada en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
p. Cargo por Potencia Máxima (CPMax): es el cargo aplicado a la Potencia Máxima Demandada durante el período de facturación.
q. Cargo por Potencia Contratada (CPC): es el cargo relacionado con la Potencia Contratada, vigente en el período de facturación. El exceso de la Potencia Máxima Demandada respecto a la Potencia Contratada durante el período de facturación se cobrará de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución – NTSD-.
r. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CPEP): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el período de facturación, para los usuarios del grupo c).
s. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el

período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el período de facturación, para los usuarios del grupo c).

t. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CPEV): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el período de facturación, para los usuarios del grupo c).

II.III.5. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo a):

a. Baja Tensión Simple (BTS): es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que no estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE), que se aplica a la energía total medida en el período de facturación.

b. Baja Tensión Simple Horaria (BTSH): es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general y cualquier uso de la energía eléctrica. Esta tarifa se podrá implementar a futuro, para usuarios cualificados, con el objetivo de permitir el uso eficiente de la energía y potencia por parte de los usuarios que puedan adecuar su consumo o utilizar la energía en los horarios fuera de punta, incentiva el uso de la energía en el período de demanda mínima, permitiendo eficientizar el consumo total de los usuarios de la distribuidora; ejemplos de uso, entre otros: carga para transporte y movilidad eléctrica, programación de equipos eléctricos para que consuman fuera del horario de punta, programación de bombeo.
La medición se realizará con un medidor de energía simple por banda horaria, ajustado a las bandas horarias que sean definidas. Así mismo, cuando la CNEE, en coordinación o a requerimiento de la Distribuidora, determine la viabilidad de instalar los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) que resulte en un beneficio para los usuarios se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica. La Distribuidora no podrá utilizar las bases de datos de los usuarios para su comercialización u otros intereses, ajenos a la prestación del servicio de distribución final.
Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP), un Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI), un Cargo Unitario por Energía de Valle (CUEV) y un Cargo Unitario por Energía de Valle adicional (CUEVa).

c. Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA): es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios Autoproductores con excedentes de energía, la medición se realiza con medidor de energía bidireccional sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el Cargo Unitario por Energía en sus diferentes cargos de potencia y energía, para que permita la aplicación, facturación y registro de los excedentes de energía, de acuerdo a lo establecido en la normativa específica que rige a este tipo de usuarios.

d. Alumbrado Público (AP): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado público municipal y ornamentación iluminada, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE).

e. Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado privado e instalaciones publicitarias iluminadas, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: Vallas publicitarias, murales, alumbrado privado, objetos publicitarios iluminados ("walking-pads", "opis" y "mupis), entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE).

f. Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de equipos de señalización, vigilancia y comunicaciones; con características de funcionamiento y consumo continuo u homogéneo durante el día, conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: semáforos, cámaras de vigilancia, equipos de telecomunicaciones o transmisión de señales como: amplificadores, repetidores, casetas telefónicas, entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE).

II.III.6. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo b):

a. Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP): es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.0 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

b. Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP): es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.0 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

c. Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD): es una Tarifa en Baja Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria, medición de Potencia Máxima Demandada y medición de Potencia de Punta Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
Se implementa esta tarifa para incentivar el consumo de energía y potencia en los horarios fuera de punta, y específicamente en el período de demanda mínima. Para el efecto la Distribuidora deberá instalar medidores con la capacidad de discriminar específicamente la demanda de potencia en el horario de punta, y así realizar los cargos únicamente al consumo de potencia en esta banda horaria.
Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad de los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) en beneficio de los usuarios, se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica.

d. Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP): es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.0 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

e. Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP): es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.0 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

f. Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD): es una Tarifa en Media Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria, medición de Potencia Máxima Demandada y medición de Potencia de Punta Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
Se implementa esta tarifa para incentivar el consumo de energía y potencia en los horarios fuera de punta, y específicamente en el período de demanda mínima. Para el efecto la Distribuidora deberá instalar medidores con la capacidad de discriminar específicamente la demanda de potencia en el horario de punta, y así realizar los cargos únicamente al consumo de potencia en esta banda horaria.
Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad de los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) en beneficio de los usuarios, se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica.

g. Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA): es una Tarifa en Baja Tensión con demanda máxima aplicable a usuarios autoproductores con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional, Potencia Máxima Demandada y Potencia de Punta Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

h. Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDA): es una Tarifa en Media Tensión con demanda máxima aplicable a usuarios autoproductores con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional, Potencia Máxima Demandada y Potencia de Punta Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

II.III.7. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo c):

a. Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT): Es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está compuesta por un Cargo por Pérdidas de Energía de Punta (CEP), Cargo por Pérdidas de Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Pérdidas de Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPMax).

b. Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT): Es una tarifa en Media Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está compuesta por un Cargo por Pérdidas de Energía de Punta (CEP), Cargo por Pérdidas de Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Pérdidas Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPMax).

II.III.8. Los usuarios del grupo a) inicialmente corresponderán a la categoría tarifaria Baja Tensión Simple (BTS). Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad de la implementación de las tarifas Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), los usuarios del grupo a) que

deseen utilizar dichas tarifas, deberán cumplir los requisitos que se definan y seguir el procedimiento que para el efecto establezca la CNEE.

II.III.9. Para los usuarios dentro de las categorías tarifarias BTDP, BTDFP, MTDP y MTDFP, la determinación de su participación en punta será cuando el Factor de Carga promedio del Usuario, sea mayor o igual a 0.6; en caso contrario se establecerá como fuera de punta. El Factor de Carga Promedio del Usuario se calcula como el cociente de dividir la energía promedio del Usuario entre el producto de: la demanda máxima mensual promedio por el número de horas del mes, tomando como base de cálculo los registros de mediciones de los últimos seis (6) meses.

II.III.10. Para las categorías tarifarias BTSH, BTHD y MTHD se incluyen los cargos por energía en la Banda Horaria de Valle adicional, mismos que se refieren a las compras adicionales a la energía consumida típicamente por cada grupo de usuarios a los que pertenecen dichas categorías tarifarias. En este sentido los usuarios tendrán derecho a la aplicación de dichos cargos, para consumos adicionales al porcentaje característico de compras del grupo tarifario correspondiente de acuerdo a su nivel de tensión. Así, los porcentajes de consumo típico de energía en la banda horaria de valle de cada grupo tarifario resultantes del estudio de caracterización, y que se definen para su aplicación inicial, son los siguientes:

Categoría tarifaria	% de consumo típico de energía en la banda horaria de valle del grupo tarifario
BTSH	22.01579%
BTHD	18.07075%
MTHD	23.45116%

Estos porcentajes podrán ser modificados mediante una resolución por esta Comisión, cuando se determine que existen cambios en el consumo típico de los usuarios de estas categorías.

II.III.11. Para la implementación y aplicación de las siguientes categorías tarifarias: BTSH, BTHD y MTHD del presente pliego tarifario, la distribuidora deberá realizar todas las adecuaciones comerciales, operativas, así como de instalaciones y equipos necesarios para la correcta aplicación de las nuevas tarifas. Asimismo, corresponderá a la Distribuidora implementar un programa para incentivar el uso y el traslado de los usuarios a estas tarifas horarias, según corresponda, buscando de esta manera privilegiar el uso eficiente de la energía y la potencia, en beneficio de todos los usuarios de la distribuidora.

Ante la solicitud de un nuevo usuario o un usuario existente que requiera la aplicación de las referidas tarifas, la Distribuidora dispondrá de los plazos establecidos en las NTSD.

II.III.12. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios, tarifas y categorías distintas a las aprobadas en el presente pliego tarifario, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.

II.III.13. Cuando la Distribuidora determine que un Usuario de los grupos tarifarios b) y c) tiene un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en la NTSD, la Distribuidora tendrá derecho a penalizar con un recargo equivalente al tres por ciento (3%) del valor facturado de los cargos de distribución, sin IVA, de la opción tarifaria correspondiente por cada centésima (0.01) en que dicho factor esté por debajo del límite establecido en la NTSD. Dicha penalización podrá ser aplicada hasta que el usuario corrija su situación; la distribuidora hará de conocimiento del usuario dicha situación en cada factura, instándolo a corregir el factor de potencia. Para este caso, se entenderá por cargos por distribución, para los usuarios del grupo b) como el Cargo por Potencia Contratada (CPC) y para los usuarios del grupo c) como el Cargo por Potencia Máxima (CPMax), correspondiente a distribución. Esta penalización no podrá aplicarse sobre cualquier otro cargo tarifario.

II.III.14. Para los usuarios de las tarifas del grupo c), de acuerdo a lo establecido en el artículo 70 de la Ley General de Electricidad, el Peaje en Función de Transportista se cobrará en función a la Potencia Máxima Demandada, por lo que la Distribuidora no podrá utilizar otro parámetro o valor de potencia distinto a este valor.

II.III.15. Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía (UAEE):

a. Usuarios Autoproductores sin Demanda (BTSA): Para el caso de usuarios Autoproductores sin demanda (BTSA), si existe un exceso en la inyección de potencia por sobre el límite de los 11 kW (fijado para el retiro de potencia del sistema sin ser reclasificado como usuario con demanda) y la Distribuidora establece y documenta que es necesario efectuar una modificación o ampliación de la red de distribución para atender a dicho usuario, los costos asociados a dicha modificación o ampliación, estarán a cargo del usuario Autoproductor.
b. Usuarios Autoproductores con Demanda (BTDA y MTDA): Para los usuarios Autoproductores con Demanda (BTDA y MTDA), el cobro de los cargos por potencia que efectúe la Distribuidora de acuerdo a la tarifa correspondiente se realizará en función de los valores de consumo. En el caso de que la potencia inyectada por el usuario Autoproductor sea superior a la potencia consumida y la Distribuidora establece y documenta que es necesario efectuar una modificación o ampliación de la red de distribución para atender a dicho usuario, los costos asociados a dicha modificación o ampliación estarán a cargo del usuario Autoproductor.

II.IV. Pliego Tarifario

PRECIOS BASE

II.IV.1. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, período del 1 mayo de 2025 al 30 de abril del 2026, los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas no afectas a Tarifa Social
PPST	57.367998	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social y Social
PEST$_{BTS}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS
PEST$_{BTSA}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS Autoproductores
PEST$_{AP-APPN}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de la energía AP
PEST$_{VSC}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST$_{BTDP}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST$_{BTDA}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Autoproductores
PEST$_{BTDFP}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST$_{MTDP}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST$_{MTDA}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Autoproductores
PEST$_{MTDFP}$	0.871380	Q/kwh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST$_{PUNTA}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST$_{INTERMEDIA}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST$_{VALLE}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST$_{VALLEa}$	0.871380	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

II.IV.2. Las componentes de Costos del VAD (CCVAD) son las siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	219.478140	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDMT	89.795199	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

II.IV.3. Los Cargos Base por Consumidor (CF) son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
$CF0_{MTDA}$	1059.270440	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda Autoproductores
$CF0_{MTD}$	888.773768	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda
$CF0_{BTDA}$	420.427250	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda Autoproductores
$CF0_{BTD}$	340.696611	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
$CF0_{BTS}$	17.775475	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple
$CF0_{BTSA}$	21.330570	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple Autoproductores

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

II.IV.4. Las Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son las siguientes:

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.100463	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.047724	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	1.108336	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.108336	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.049319	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

II.IV.5. Constantes resultantes del Estudio de Caracterización de la Carga:

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT	FCRedMTP	FCI	FCIP	FPCont
BTS	0.634656	463.298519	1.000000	1.000000				
BTSA	0.608948	444.532126	0.970706	0.970706				
AP-APPN	0.494191	360.759215	1.000000	1.000000				
VSC	0.919969	671.577164	0.963504	0.963504				
BTDP			0.952593	0.952593		0.853765		0.718006

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT	FCRedMTP	FCI	FCIP	FPCont
BTS	0.634656	463.298519	1.000000	1.000000				
BTDFP			0.811462	0.811462		0.479205		0.665708
BTHD			0.952593	0.952593	0.952593	0.853765	0.898111	0.718006
BTDA			0.922153	0.922153	0.922153	0.927104	0.989656	0.742935
MTDP				0.607044		0.946693		0.761263
MTDFP				0.922430		0.660684		0.799208
MTHD				0.607044	0.952593	0.946693	0.898111	0.761263
MTDA				0.922153	0.922153	0.927104	0.989656	0.979190
PeajeFT_BT			0.951098	0.951098		0.660650		
PeajeFT_MT				0.951098		0.660650		

II.IV.6. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
$\%E_{BTS}$	22.756946%	52.249376%	24.993678%
$\%E_{BTSA}$	24.833119%	37.600645%	37.566236%
$\%E_{AP-APPN}$	32.677051%	1.986218%	65.336731%
$\%E_{VSC}$	18.257717%	51.858180%	29.884104%
$\%E_{BTDP}$	17.161854%	52.726542%	30.111603%
$\%E_{BTDFP}$	15.793908%	63.997215%	20.208877%
$\%E_{BTDA}$	25.076704%	38.723067%	36.200229%
$\%E_{MTDP}$	17.161854%	52.726542%	30.111603%
$\%E_{MTDFP}$	18.494286%	55.036038%	26.469676%
$\%E_{MTDA}$	25.076704%	38.723067%	36.200229%

De acuerdo con el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Comisión podrá definir la duración de las bandas horarias y, cuando las condiciones lo ameriten, actualizar los factores detallados anteriormente.

II.IV.7. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPot	1.015225	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.915194	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.915194	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

II.IV.8. Ponderadores para el costo de potencia, a ser recuperado con cargo a la energía por banda horaria:

Ponderador	Valor	Definición
PP_{BTSH}	0.400000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda de Punta. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.
PI_{BTSH}	0.600000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda Intermedia. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.
PV_{BTSH}	0.000000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda de Valle. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.

II.IV.9. Ponderador de asignación del PPOEVALLE:

Factor	Valor	Definición
%A	33.33%	Ponderador para trasladar los costos adicionales en la Banda de Valle. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.

ESTRUCTURA TARIFARIA

II.IV.10. BTS – BAJA TENSIÓN SIMPLE

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTS} = CF0_{BTS} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTS} = PEST_{BTS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior
Cargos por potencia: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior

II.IV.11. BTSH – BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSH} = CF0_{BTS} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP)

$$CUEP_{BTSH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT\right] \cdot \frac{PP_{BTSH}}{\%EP_{BTSH}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

c. Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI)

$$CUEI_{BTSH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT\right] \cdot \frac{PI_{BTSH}}{\%EI_{BTSH}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

d. Cargo Unitario por Energía de Valle (CUEV)

$$CUEV_{BTSH} = PEST_{VALLE} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT\right] \cdot \frac{PV_{BTSH}}{\%EV_{BTSH}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

e. Cargo Unitario por Energía de Valle adicional (CUEVa)

$$CUEVa_{BTSH} = PEST_{VALLEa} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT\right] \cdot \frac{PV_{BTSH}}{\%EV_{BTSH}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

Cargos por energía de las literales b, c, d y e: corresponden a los componentes 1 y 5 de las fórmulas correspondientes.
Cargos por potencia de las literales b, c, d y e: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de las fórmulas correspondientes.

II.IV.12. BTSA – BAJA TENSIÓN SIMPLE AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSA} = CF0_{BTSA} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSA} = PEST_{BTSA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

Cargos por energía de generación y transporte: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior.
Cargo por potencia de generación y transporte: corresponden al componente 2 de la fórmula anterior.
Cargos por potencia de distribución: corresponden a los componentes 3 y 4 de la fórmula anterior.

II.IV.13. AP – ALUMBRADO PUBLICO

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{AP} = PEST_{AP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{AP-APPN}}{FC_{AP-APPN} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{AP-APPN}}{FC_{AP-APPN} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP-APPN}}{FC_{AP-APPN} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior.
Cargos por potencia: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior.

II.IV.14. APPN – ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{APN} = PEST_{AP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{AP-APPN}}{FC_{AP-APPN} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{AP-APPN}}{FC_{AP-APPN} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP-APPN}}{FC_{AP-APPN} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

II.IV.15. VSC – VIGILANCIA, SEÑALIZACIÓN O COMUNICACIONES

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{VSC} = PEST_{VSC} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT_n$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior
Cargos por potencia: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior

II.IV.16. BTHD – BAJA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTHD} = CF0_{BTD} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{BTHD} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTHD} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{BTHD} = PEST_{VALLE} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

e. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTHD} = PPST \cdot FCRedMTP_{BTHD} \cdot FCIP_{BTHD} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

f. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTHD} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTHD} \cdot FCI_{BTHD} \cdot FPCont_{BTHD} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{BTHD} \cdot FCI_{BTHD} \cdot FPCont_{BTHD} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.17. BTDP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDP} = CF0_{BTD} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDP} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDP} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDP} \cdot FCl_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCl_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.18. BTDFP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDFP} = CF0_{BTD} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDFP} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDFP} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDFP} \cdot FCl_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCl_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.19. MTDP – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDP} = CF0_{MTD} \cdot FACF_{MT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDP} = PEST_{MTDP} \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDP} = PPST \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDP} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCl_{MTDP} \cdot FPCont_{MTDP} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.20. MTDFP – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDFP} = CF0_{MTD} \cdot FACF_{MT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDFP} = PPST \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDFP} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCl_{MTDFP} \cdot FPCont_{MTDFP} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.21. MTHD – MEDIA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTHD} = CF0_{MTD} \cdot FACF_{MT}$$

b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{MTHD} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{MTHD} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEMT + AT_n$$

d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{MTHD} = PEST_{VALLE} \cdot FPEMT + AT_n$$

e. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTHD} = PPST \cdot FCRedMTP_{MTHD} \cdot FCIP_{MTHD} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

f. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTHD} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTHD} \cdot FCI_{MTHD} \cdot FPCont_{MTHD} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.22. BTDA – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDA} = CF0_{BTDA} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDA} = PEST_{BTDA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDA} = PPST \cdot FCRedMTP_{BTDA} \cdot FCIP_{BTDA} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDA} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.23. MTDA – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDA} = CF0_{MTDA} \cdot FACF_{MT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDA} = PEST_{MTDA} \cdot FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia de Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDA} = PPST \cdot FCRedMTP_{MTDA} \cdot FCIP_{MTDA} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDA} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDA} \cdot FCI_{MTDA} \cdot FPCont_{MTDA} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

II.IV.24. PeajeFT_BT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN

a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)

$$CEP_{PeajeFT_BT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)

$$CEI_{PeajeFT_BT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)

$$CEV_{PeajeFT_BT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT_BT} = PPST \cdot FCRedMT_{PEAJEFT_{BT}} \cdot FCI_{PEAJEFT_{BT}} \cdot (FPPBT \cdot FPPMT - 1) \cdot FAPot + CDBT \cdot FCRedBT_{PEAJEFT_{BT}} \cdot FCI_{PEAJEFT_{BT}} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{PEAJEFT_{BT}} \cdot FCI_{PEAJEFT_{BT}} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

Cargos por generación: corresponden a la componente 1 de la fórmula anterior
Cargos por distribución: corresponden a los componentes 2 y 3 de la fórmula anterior

II.IV.25. PeajeFT_MT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSIÓN

a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)

$$CEP_{PeajeFT_MT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)

$$CEI_{PeajeFT_MT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)

$$CEV_{PeajeFT_MT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT_BT} = PPST \cdot FCRedMT_{PEAJEFT_{MT}} \cdot FCI_{PEAJEFT_{MT}} \cdot (FPPMT - 1) \cdot FAPot + CDMT \cdot FCRedMT_{PEAJEFT_{MT}} \cdot FCI_{PEAJEFT_{MT}} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

Cargos por generación: corresponden a la componente 1 de la fórmula anterior
Cargos por distribución: corresponden a la componente 2 de la fórmula anterior

II.IV.26. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR)

El cargo por reconexión es el aplicado para la reposición del servicio de conformidad con el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

$$CACYR_{BTS-BTSH-BTSA_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTS-BTSH-BTSA_0}$$

$$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTDP-BTFP-BTDA-BTHD_0}$$

$$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{MTDP-MTFP-MTDA-MTHD_0}$$

Donde:

$CACYR_{BTS-BTSH-BTSA_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTS, BTSH, BTSA
$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD
$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDA, MTHD
$FACACYR_m$	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
$CACYR_{BTS-BTSH-BTSA_0}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTS, BTSH, BTSA
$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_0}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD
$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_0}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDA, MTHD

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
$CACYR_{BTS-BTSH-BTSA_0}$	230.790000	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA.
$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_0}$	287.560000	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD.
$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_0}$	392.610000	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTDA, MTHD.

Cuando solo exista la acción de corte del Servicio de Distribución Final de electricidad, corresponderá aplicar únicamente el cincuenta por ciento (50%) del valor indicado.

FÓRMULAS DE AJUSTE

II.IV.27. Ajuste Trimestral:

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres (3) meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente, para ser trasladados a tarifas de distribución, conforme a lo siguiente:

$$CCPR_n = \sum_{i=1}^{3} CP_i$$

Donde:

$CCPR_n$	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
CP_i	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

$$CCER_n = \sum_{i=1}^{3} CE_i$$

Donde:

CCERn	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n.
CEi	Costos de Energía para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Energía cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^{3}\sum_{t=1}^{ntarD}\left(DF_{t,i+1}\cdot PTP_{t,i+1}\cdot PFP_{t,i+1}\right) - \sum_{i=1}^{3}\sum_{t=1}^{ntarETNS}\left(EF_{t,i+1}\cdot PTP_{t,i+1}\cdot PFP_{t,i+1}\right)$$

Donde:

APPn	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPRn	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
DFt,i+1	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
tarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTPt,i+1	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
ntarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
EFt,i+1	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PFPt,i+1	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

$$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^{3}\sum_{t=1}^{ntarTNS}\left(EF_{t,i+1}\cdot PTE_{t,i+1}\cdot PFE_{t,i+1}\right)$$

Donde:

APEn	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCERn	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductor (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
EFt,i+1	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTEt,i+1	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1.
PFEt,i+1	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APOn	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
CORn	Costos Reales en el trimestre n, corresponden a costos eficientes que podrán ser incluidos en tarifas, de acuerdo al artículo 60 de la LGE y artículos 82 y 83 del RLGE. Se definen los siguientes: i) Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, ii) Cargos por operación del Ente Operador Regional (EOR), iii) Cargo por operación de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), iv) Costo de Garantía de Pago establecido en los Contratos Existentes, esto con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Para la inclusión de cada uno de los costos indicados, la Distribuidora deberá entregar el detalle e integración de los pagos realizados y el detalle y especificaciones de los cuales resultan dichos cargos; asimismo la Distribuidora deberá demostrar que ha realizado las gestiones pertinentes para que dichos costos resulten en costos eficientes, para que la Comisión los pueda trasladar a tarifas. La Comisión con base en el artículo 83 del RLGE, no trasladará a las tarifas aquellos costos que considere excesivos o que no correspondan al ejercicio de la actividad.

El saldo no ajustado en el trimestre n se calcula como:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * \sum_{t=1}^{ntarTNS} EF_{t,n-1}$$

Donde:

SNAn	Saldo No Ajustado en trimestre n
n - 1	Trimestre anterior al que está siendo calculado

$$AT_n = \frac{APP_n + APE_n + APO_n + SNA_n - APENR_n - APPNR_n}{EP_{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{EP_{n+1}}$$

Donde:

ATn	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MRn+1	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
EPn+1	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1
APENRn	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNRn	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

II.IV.28. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de energía no reconocidas de la manera siguiente:

$$APENR^{TNS}{}_n = MPRE^{TNS}{}_n - MPAE^{TNS}{}_n$$

Donde:

APENR^{TNS}n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPRE^{TNS}n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPAE^{TNS}n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

$$MPRE^{TNS}{}_n = CCER_n^{TNS} \cdot PRE_n$$

Donde:

MPRE^{TNS}n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCERn^{TNS}	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn.

$$PRE_n = \left(\frac{CED_n - \sum_{i=1}^{3}\sum_{t=1}^{ntarTOT}\left(EF_{t,i+1}\cdot PTE'_{t,i+1}\right)}{CED_n}\right)$$

Donde:

PREn	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
CEDn	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
EFt,i+1	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductor (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTE´t,i+1	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en para $PTE'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

$$MPAE^{TNS}{}_n = \sum_{i=1}^{3}\sum_{t=1}^{ntarTNS}\left(EF_{t,i+1}\cdot PTE''_{t,i+1}\cdot PE_i\right)$$

Donde:

MPAE^{TNS}n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductor (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
EFt,i+1	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE´´t,i+1	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTEt,i+1 radica en que para PTE´´t,i+1 los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTEt,i+1 - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales.

PEi	Precio de compra de energía promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn y la energía considerada en CEDn.

El $APENR^{TNS}{}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRE_n^{TNS} - MPAE_n^{TNS} \leq 0 \rightarrow APENR_n^{TNS} = 0$
- Si $MPRE_n^{TNS} - MPAE_n^{TNS} > 0 \rightarrow APENR_n^{TNS} = MPRE_n^{TNS} - MPAE_n^{TNS}$

II.IV.29. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de potencia no reconocidas de la manera siguiente:

$$APPNR^{TNS}{}_n = MPRP^{TNS}{}_n - MPAP^{TNS}{}_n$$

Donde:

APPNR$^{TNS}{}_n$	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPRP$^{TNS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPAP$^{TNS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

$$MPRP^{TNS}{}_n = CCPR^{TNS}{}_n \cdot PRP_n$$

Donde:

MPRP$^{TNS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCPR$^{TNS}{}_n$	Costos de Compra de Potencia Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APPn.

$$PRP_n = \left(\frac{CPD_n - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarD} \left(DF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \right) - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarETOT} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \right)}{CPD_n} \right)$$

Donde:

PRPn	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
CPDn	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
DFt,i+1	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTP´t,i+1	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductor (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC) y Tarifa Social (BTSS).
EFt,i+1	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

$$MPAP^{TNS}{}_n = \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarETNS} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTP''_{t,i+1} \cdot PP_i \right) + \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarD} \left(DF_{t,i+1} \cdot PTP''_{t,i+1} \cdot PP_i \right)$$

Donde:

MPAP$^{TNS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
EF t,i+1	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t (Tarifas No Sociales). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
PTP´´t,i+1	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTPt,i+1 radica en que para PTP´´t,i+1 los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTPt,i+1 - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia, se quedan iguales
DFt,i+1	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
PPi	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APPn y las demandas máximas consideradas en CPDn.

El $APPNR^{TNS}{}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRP_n^{TNS} - MPAP_n^{TNS} \leq 0 \rightarrow APPNR_n^{TNS} = 0$
- Si $MPRP_n^{TNS} - MPAP_n^{TNS} > 0 \rightarrow APPNR_n^{TNS} = MPRP_n^{TNS} - MPAP_n^{TNS}$

II.IV.30. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)

Los Cargos por Distribución (CD) por nivel de tensión, se ajustarán semestralmente, según la fórmula siguiente:

$$FACD_{BT} = \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

FACDBT	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PDCD,BT	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 56.07%
TCN	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.852220 Q/ US$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPCCD,BT	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 43.93%
IPCN	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2022, igual a 167.35
KCD,N	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
PPI0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.
PPIN	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) + \frac{Cuota}{CDMT \sum_m D\,max_{m,MT}} - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

FACDMT	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PDCD,MT	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 56.56%
TCN	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.852220 Q/ US$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPCCD,MT	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 43.44%
IPCN	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.
KCD,N	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
Dmaxm,MT	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición

	Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.
PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.
PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

$$FAA = FP_{Ap}\frac{1+Ap_N}{1+Ap_0} + FP_{Ac}\frac{1+Ac_N}{1+Ac_0} + FP_{Ah}\frac{1+Ah_N}{1+Ah_0} + FP_{Ae}\frac{1+Ae_N}{1+Ae_0} + FP_{At}\frac{1+At_N}{1+At_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 41.07 %
Ap_N	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
Ap_0	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 15.0%
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 27.11 %
Ac_N	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ac_0	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 10.0%
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 0.00 %
Ah_N	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ah_0	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 5.0%

FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 12.54 %
Ae_N	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ae_0	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 0.0%
FP_{At}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.28 %
At_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At_0	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 0.0%

Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

$$FACF_{BT} = \left(PD_{CF,BT}\cdot\frac{TC_N}{TC_0}\cdot\frac{PPI_N}{PPI_0}\cdot FAA + PIPC_{CF,BT}\cdot\frac{IPC_N}{IPC_0}\right) - \frac{1-K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

$FACF_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
$PD_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 20.0 %
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.852220 Q/ US$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 80.0 %
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.
$K_{CF,N}$	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.
PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

$$FACF_{MT} = \left(PD_{CF,MT}\cdot\frac{TC_N}{TC_0}\cdot\frac{PPI_N}{PPI_0}\cdot FAA + PIPC_{CF,MT}\cdot\frac{IPC_N}{IPC_0}\right) - \frac{1-K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

$FACF_{MT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
$PD_{CF,MT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 20.0%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.852220 Q/ US$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CF,MT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 80.0%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.
$K_{CF,N}$	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.
PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

II.IV.31. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

$$FACACYR_m = \frac{IPC_m}{IPC_0}$$

Donde:

$FACACYR_m$	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
IPC_m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.

II.IV.32. Ajuste Anual de los Precios Base:

Conforme lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con base a los precios de compra de energía de la Distribuidora por Banda Horaria, la Comisión podrá determinar Precios Base de Energía Ponderados por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PEST_t = PE_{PUNTA} * \%E_t^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_t^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_t^{VALLE}$$

$$PEST_{VALLEa} = \%A * PPOE_{VALLE} + (1-\%A) * PEST_{VALLE}$$

Donde:

$PEST_t$	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSH, BTSA, AP, APPN, VSC, STHD, MTHD, BTDA, MTDA,BTDP, BTDFP, MTDP, MTDFP
PE_{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
$\%E_t^{PUNTA}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
$PE_{INTERMEDIA}$	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
$\%E_t^{INTERMEDIA}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia
$PEST_{VALLE}$	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
$\%E_t^{VALLE}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle
$PEST_{VALLEa}$	Precio Base adicional de Energía en la Banda Horaria de Valle, para la tarifa: BTSH
$PPOE_{VALLE}$	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en la Banda Horaria de Valle, resultante del Informe de Costos Mayoristas (ICM)
%A	Porcentaje de asignación del $PPOE_{VALLE}$, por compras adicionales de energía en la Banda Horaria de Valle, por incremento del consumo de la energía característica esperada de los usuarios con tarifas horarias. Este valor será definido por la Comisión.

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2025

II.IV.33. Ajuste Trimestral, Trimestre mayo – julio 2025:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 1 de mayo al 31 de julio de 2025, es de:

	Valor	Unidades	Definición
AT_n	-0.091414	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

II.IV.34. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2025:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2025, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
$FACD_{BT}$	1.039495	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2025.
$FACD_{MT}$	1.063333	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2025.
$FACF_{BT}$	1.054720	Factor de Ajuste de $CFBTS_0$ y $CFBTD_0$ al 31 de marzo de 2025.
$FACF_{MT}$	1.054720	Factor de Ajuste del $CFMTD_0$ al 31 de marzo de 2025.
$FACACYR_m$	1.063161	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2025.

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 1 de mayo al 31 de octubre de 2025.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO DE 2025

II.IV.35. Tarifas para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2025:

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	18.748149
Cargo Unitario por Energía*	Q /kWh	1.778332
Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	22.497779
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.788440
Baja Tensión Simple Horaria (BTSH)		
Cargo por Consumidor	Q / usuario-mes	18.748149
Cargo Unitario por Energía de Punta	Q /kWh	1.889109
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	1.800019
Cargo Unitario por Energía de Valle	Q /kWh	1.632131
Cargo Unitario por Energía de Valle Adicional	Q /kWh	1.632131
Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	359.339530
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.913271
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	55.087978
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	194.481930
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	359.339530
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.913271
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	26.339082
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	86.214191
Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	443.433029
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.913271
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	57.908530
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	211.537581
Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	359.339530
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.913271
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.913271
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.913271
Cargo Unitario por Potencia Punta	Q /kW	64.523585
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	235.702210
Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	937.407469
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.821552
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	35.121172
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	40.115041
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	937.407469
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.821552
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	37.244905
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	44.661182
Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDA)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	1117.233718
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	0.821552
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	35.121172
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	51.598787
Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	937.407469
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.821552
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.821552
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.821552
Cargo Unitario por Potencia Punta	Q /kW	37.098797
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	42.373865
Tarifa Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	2.024211
Tarifa Alumbrado Privado y Publicitario Nocturno (APPN)		
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	2.024211
Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones (VSC)		
Cargo Unitario por Energía	Q /kWh	1.488268
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)		
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.119320
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.119320
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.119320
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	215.232689
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.037223
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.037223
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.037223
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	59.420432

***Nota:** La desagregación de la Tarifa BTS de Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2025 es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.865061 Q/kW y Cargo por Energía 0.913271 Q/kWh.

II.IV.36. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de mayo al 31 de julio de 2025, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.007777%

II.IV.37. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 1 de mayo al 31 de octubre de 2025 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
$CACYR_{BTS-BTSH-BTSA}$	245.366936	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA.
$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD}$	305.722589	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD.
$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD}$	417.407656	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTDA, MTHD.

II.IV.38. La Distribuidora está obligada a dar estricto cumplimiento y seguimiento a los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución; así como a entregar cualquier información que se le solicite para verificar el cumplimiento de la misma.

II.IV.39. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, podrá supervisar y fiscalizar el que se cumplan y se apliquen todas las consideraciones y costos asociados a la actividad de distribución que fueron aprobados y reconocidos en el Estudio del Valor Agregado de Distribución, que sirvió de base para la emisión de las estructuras tarifarias contenidas en la presente resolución.

II.IV.40. Para el caso del monto máximo del Peaje en Función de Transportista, que la Distribuidora puede cobrar, se establecen los precios y procedimientos contenidos en la presente Resolución.

III. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa Social**, en adelante "Usuarios" que atiende la **Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj**, para el período comprendido del **uno de mayo de dos mil veinticinco al treinta de abril de dos mil treinta,** de la siguiente manera:

III.I. Acrónimos

Aplican los establecidos en el numeral II.I de la presente resolución.

III.II. Condiciones Generales

III.II.1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica, dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión, de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un período de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.

III.II.2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar o modificar las condiciones del servicio contratado.

III.II.3. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.

III.II.4. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador, para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición incluye: el medidor y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

A partir del medidor, todas las instalaciones interiores del inmueble, serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición será a cuenta de la distribuidora cuando los daños a estos equipos sean por causas debidas a: **i.** Al deterioro natural, **ii.** Defectos de fabricación, **iii.** Obsolescencia de los mismos, o **iv.** Cuando sea causada

por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta, salvo cuando se demuestre que los daños a dichos equipos son responsabilidad del usuario, será éste el responsable de la reposición. La Distribuidora tiene la obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando cuadrilla que instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación.

III.II.5. Los numerales II.II.3, I.II.4, II.II.5, II.II.6, II.II.7, II.II.9, II.II.10, II.II.11, II.II.12, II.II.13, II.II.14, II.II.15 y II.II.18 establecidos en la presente resolución, aplican también para el caso de la Tarifa Social.

III.II.6. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final que cumplan con los requisitos descritos en la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica (en adelante Ley de Tarifa Social) deberá aplicarse la tarifa social establecida en el presente Pliego Tarifario.

III.II.7. La Distribuidora dentro del plazo de tres meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Pliego Tarifario, deberá incluir en su página web una herramienta que permita a cada usuario verificar de forma mensual su facturación. Esta herramienta podrá ser fiscalizada por la CNEE en la forma y los medios que determine.

La Distribuidora está obligada a proporcionarle a cada usuario toda la información necesaria sobre la energía demandada mensualmente, y demás parámetros de facturación de hasta los últimos veinticuatro meses.

III.II.8. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:

a. Cargo por Consumidor (CF): Es el cargo único aplicado en el período de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora.
b. Cargo Unitario por Energía (CUE): Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores pagarán en función de la energía total consumida en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definan en el presente pliego.

III.II.9. La categoría tarifaria para usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social se define a continuación:

a. Baja Tensión Simple Social (BTSS): es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE), que se aplica a la energía total medida en el período de facturación.

III.II.10. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios afectos a la Tarifa Social, tarifas y categorías distintas a las aprobadas por la CNEE, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.

III.III. Pliego Tarifario

PRECIOS BASE

III.III.1. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, período del 1 mayo de 2025 al 30 de abril del 2026 los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PPSTTS	57.367998	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.711769	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

III.III.2. Las componentes de Costos del VAD (CCVAD) son las siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	219.478140	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	89.795199	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

III.III.3. Los Cargos Base por Consumidor (CF) son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
$CF0_{BTS}$	17.775475	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

III.III.4. Las Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son las siguientes:

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.100463	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.047724	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBTTS	1.108336	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión, Tarifa Social
FPPBT_MT	1.108336	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMTTS	1.049319	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión, Tarifa Social

III.III.5. Constantes resultantes del Estudio de Caracterización de la Carga:

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	0.634655	463.298519	1.000000	1.000000

III.III.6. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
$\%E_{BTSS}$	22.756946%	52.249376%	24.993678%

III.III.7. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPotTS	1.015225	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.915194	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.915194	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

III.III.8. BTSS – BAJA TENSIÓN SIMPLE SOCIAL

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSS} = CF0_{BTS} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSS} = PEST_{TS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPSTTS \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPotTS \cdot FPPBTTS \cdot FPPMTTS + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + ATTS_n$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior
Cargos por potencia: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior

III.III.9. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

El cargo por reconexión es el aplicado para la reposición del servicio, de conformidad con el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

$$CACYR_{BTSS_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTSS_o}$$

Donde:

$CACYR_{BTSS_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
$FACACYR_m$	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
$CACYR_{BTSS_0}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
$CACYR_{BTSS_0}$	230.790000	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

Cuando solo exista la acción de corte del Servicio de Distribución Final de electricidad, corresponderá aplicar únicamente el cincuenta por ciento (50%) del valor indicado.

FÓRMULAS DE AJUSTE

III.III.10. Ajuste Trimestral:

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente, para ser trasladados a tarifas de distribución, conforme a lo siguiente:

$$CCPR_n = \sum_{i=1}^{3} CP_i$$

Donde:

$CCPR_n$	Costos de Compra de Potencia Reales de la Distribuidora en el trimestre n para la demanda de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CP_i	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de potencia de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

$$CCER_n = \sum_{i=1}^{3} CE_i$$

Donde:

CCERn	Costos de Compra de Energía Reales de la Distribuidora en el trimestre n para los consumos de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CEi	Costos de Energía para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de energía de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Energía, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^{3} \left(EF_{i+1} \cdot PTP_{i+1} \cdot PFP_{i+1} \right)$$

Donde:

APPn	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPRn	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
EFi+1	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTPi+1	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. Se aplican a la energía facturada.
PFPi+1	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1

$$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^{3} \left(EF_{i+1} \cdot PTE_{i+1} \cdot PFE_{i+1} \right)$$

Donde:

APEn	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCERn	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
EFi+1	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTEi+1	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1.
PFEi+1	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APOn	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
CORn	Costos Reales en el trimestre n, corresponden a costos eficientes que podrán ser incluidos en tarifas, de acuerdo al artículo 60 de la LGE y artículos 82 y 83 del RLGE. Se definen los siguientes: i) Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, ii) Cargo por operación del Ente Operador Regional (EOR), iii) Cargo por operación de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), iv) Costo de Garantía de Pago establecido en los Contratos Existentes, esto con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Para la inclusión de cada uno de los costos indicados, la Distribuidora deberá entregar el detalle e integración de los pagos realizados y el detalle y especificaciones de los cuales resultan dichos cargos; asimismo la Distribuidora deberá demostrar que ha realizado las gestiones pertinentes para que dichos costos resulten en costos eficientes, para que la Comisión los pueda trasladar a tarifas. La Comisión con base en el artículo 83 del RLGE, no trasladará a las tarifas aquellos costos que considere excesivos o que no correspondan al ejercicio de la actividad.

El saldo no ajustado en el trimestre n se calcula como:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * EF_{n-1}$$

Donde:

SNAn	Saldo No Ajustado en trimestre n
n - 1	Trimestre anterior al que está siendo calculado

$$AT_n = \frac{APP_n + APE_n + APO_n + SNA_n - APENR_n - APPNR_n}{EP_{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{EP_{n+1}}$$

Donde:

ATn	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MRn+1	Monto a Recuperar en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
EPn+1	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
APENRn	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNRn	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

III.III.11. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de energía no reconocidas de la manera siguiente:

$$APENR^{TS}{}_n = MPRE^{TS}{}_n - MPAE^{TS}{}_n$$

Donde:

APENR$^{TS}_n$	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRE$^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAE$^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRE^{TS}{}_n = CCER^{TS}{}_n \cdot PRE_n$$

Dónde:

MPRE$_n^{TS}$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCER$_n^{TS}$	Costos de Compra de Energía Reales de la categoría tarifaria de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE.

$$PRE_n = \left(\frac{CED_n - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarTOT} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTE'_{t,i+1} \right)}{CED_n} \right)$$

Donde:

PREn	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
CEDn	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
EFt,i+1	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductor (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTE´t,i+1	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en para $PTE'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1.

$$MPAE^{TS}{}_n = \sum_{i=1}^{3} \left(EF_{i+1} \cdot PTE''_{i+1} \cdot PE_i \right)$$

Dónde:

MPAE$^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
EFi+1	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTE´´i+1	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTEt,i+1 radica en que para PTE´´t,i+1 los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTEt,i+1 - 1)
PEi	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn y la energía considerada en CEDn.

El $APENR^{TS}{}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRE_n^{TS} - MPAE_n^{TS} \leq 0 \rightarrow APENR_n^{TS} = 0$
- Si $MPRE_n^{TS} - MPAE_n^{TS} > 0 \rightarrow APENR_n^{TS} = MPRE_n^{TS} - MPAE_n^{TS}$

III.III.12. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de potencia no reconocidas de la manera siguiente:

$$APPNR^{TS}{}_n = MPRP^{TS}{}_n - MPAP^{TS}{}_n$$

Donde:

APPNR$^{TS}_n$	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRP$^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAP$^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRP^{TS}{}_n = CCPR^{TS}{}_n \cdot PRP_n$$

Donde:

MPRP$^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCPR$^{TS}_n$	Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP.

$$PRP_n = \left(\frac{CPD_n - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarID} \left(DF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \right) - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarETOT} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \right)}{CPD_n} \right)$$

Dónde:

PRPn	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n

CPD_n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda Autoproductor (BTDA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda Autoproductor (MTDA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
$DF_{t,i+1}$	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
$PTP'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No Sociales). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC) y Tarifa Social (BTSS).
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

$$MPAP^{TS}{}_n = \sum_{i=1}^{3} \left(EF_{i+1} \cdot PTP''_{i+1} \cdot PP_i \right)$$

Dónde:

$MPAP^{TS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP''_{i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como ($PTP_{t,i+1}$ - 1)
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social, real para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APPn y las demandas máximas consideradas en CPDn.

El $APPNR^{TS}{}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRP_n^{TS} - MPAP_n^{TS} \leq 0 \rightarrow APPNR_n^{TS} = 0$
- Si $MPRP_n^{TS} - MPAP_n^{TS} > 0 \rightarrow APPNR_n^{TS} = MPRP_n^{TS} - MPAP_n^{TS}$

III.III.13. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)

Los Cargos por Distribución (CD) por nivel de tensión, se ajustarán semestralmente, según la fórmula siguiente:

$$FACD_{BT} = \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

$FACD_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
$PD_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 56.07 %.
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.852220 Q/ US$.
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 43.93 %
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2022, igual a 167.35.
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.
PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) + \frac{Cuota}{CDMT \sum_m D\,max_{m,MT}} - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

$FACD_{MT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
$PD_{CD,MT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 56.56 %
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022 igual a 7.852220 Q/ US$.
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,MT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 43.44 %
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
$Dmax_{m,MT}$	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.
PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.
PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + Ap_N}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{At} \frac{1 + At_N}{1 + At_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 41.07 %
Ap_N	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
Ap_0	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 15.0 %
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 27.11 %
Ac_N	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ac_0	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 10.0 %
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 0.00 %
Ah_N	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ah_0	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 5.0 %
FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 12.54 %
Ae_N	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste

Ae_0	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 0.00 %
FP_{At}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.28 %
At_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At_0	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2022, igual a 0.00 %

III.III.14. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

$$FACF_{BT} = \left(PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0}\right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

$FACF_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
$PD_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 20.0 %
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste.
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2022, igual a 7.852220 Q/ US$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 80.0 %
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.
$K_{CF,N}$	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
PPI_0	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic" correspondiente a diciembre de 2022 cuyo valor es 255.20.
PPI_N	Índice Mensual de Precios al Productor -PPI- para bienes industriales sin combustibles (Producer Price Index Industrial commodities les fuels - WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, para el mes anterior al ajuste a aplicar y publicado en la primera quincena del mes anterior al ajuste semestral por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistic".

III.III.15. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

$$FACACYR_m = \frac{IPC_m}{IPC_0}$$

Donde:

$FACACYR_m$	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
IPC_m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2022, igual a 167.35.

III.III.16. Ajuste Anual de los Precios Base:

Conforme lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con base a los precios de compra de energía de la Distribuidora por Banda Horaria, la Comisión podrá determinar Precios Base de Energía Ponderados por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PEST_t = PE_{PUNTA} * \%E_t^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_t^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_t^{VALLE}$$

Donde:

$PEST_t$	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSH, BTSA, AP, APPN, VSC, BTHD, MTHD, BTDA, MTDA, BTDP, BTDFP, MTDP, MTDFP
PE_{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
$\%E_t^{PUNTA}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
$PE_{INTERMEDIA}$	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
$\%E_t^{INTERMEDIA}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia
PE_{VALLE}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
$\%E_t^{VALLE}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2025

III.III.17. Ajuste Trimestral, Trimestre mayo – julio 2025:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 1 de mayo al 31 de julio de 2025, es de:

	Valor	Unidades	Definición
$ATTS_n$	0.057288	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

III.III.18. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2025:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2025, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
$FACD_{BT}$	1.039495	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2025
$FACD_{MT}$	1.063333	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2025
$FACF_{BT}$	1.054720	Factor de Ajuste de Cargos Fijos en Baja Tensión al 31 de marzo de 2025
$FACACYR_m$	1.063161	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2025

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 1 de mayo al 31 de octubre de 2025.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO DE 2025

III.III.19. Tarifas para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2025:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	18.748149	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.743005	Q / kWh

***Nota:** La desagregación de la Tarifa BTSS de Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2025 es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.865061 Q/kW y Cargo por Energía: 0.877944 Q/kWh.

III.III.20. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de mayo al 31 de julio de 2025, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.007777%

III.III.21. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 1 de mayo al 31 de octubre de 2025 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
$CACYR_{BTS_m}$	245.366936	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.

III.III.22. La Distribuidora está obligada a dar estricto cumplimiento y seguimiento a los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución; así como a entregar cualquier información que se le solicite para verificar el cumplimiento de la misma.

III.III.23. La Comision Nacional de Energía Eléctrica, podrá supervisar y fiscalizar el que se cumplan y se apliquen todas las consideraciones y costos asociados a la actividad de distribución que fueron aprobados y reconocidos en el Estudio del Valor Agregado de Distribución, que sirvió de base para la emisión de las estructuras tarifarias contenidas en la presente resolución.

IV. La presente resolución entrará en vigencia el **uno de mayo de dos mil veinticinco.**

PUBLÍQUESE. -

Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente

Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director

Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

Comisión Nacional de Energía Eléctrica Guatemala

Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General